

## Annexe 1 : Extrait du PPRI pour la zone Ri

- Les aménagements nécessaires à des **prises aux normes** en les couplant si possible à un renforcement de la sécurité des personnes et la réduction de la vulnérabilité des biens.
- **L'extension limitée** non renouvelable, des bâtiments (sauf pour les établissements sensibles ), est autorisée dans la limite de 20% de l'emprise au sol initiale avec un maximum de 150 m<sup>2</sup> d'emprise au sol, sous réserve :
  - de ne pas créer de sous-sol ;
  - de ne pas créer de lieu de sommeil en dessous de la cote d'inondation ;
  - de prendre en compte les prescriptions applicables à l'existant (titre V) dès la construction de l'extension et si possible les appliquer à l'existant afin d'en réduire la vulnérabilité ;
  - de surélévation de l'extension selon la règle « Hors d'eau ». Il pourra être dérogé à cette règle si la surélévation ne peut être envisagée pour des raisons techniques dûment justifiées, à condition que le pétitionnaire présente un projet qui améliore ou tout le moins n'aggrave pas la vulnérabilité globale du bâtiment ;
- Les **balcons** situés au-dessus de la cote d'inondation quand celle-ci est connue et supérieure à 1m, et sinon à 1m au-dessus du terrain naturel ;
- Les **auvents** et leurs appuis, à condition que ceux-ci soient ancrés au sol de manière à ne pas pouvoir être emportés par les eaux et que le terrain ne fasse pas l'objet de remblaiement ;
- Les **hangars non clos** assurant une transparence hydraulique, dès lors qu'ils sont destinés à protéger une **activité existante** ou à participer à son extension et sous réserve que les piliers de support soient conçus pour résister aux affouillements, tassements, érosions et chocs d'embâcles. Tout stockage de produit polluant ou sensible ou risquant d'être emporté par la crue devra être placé sur des planchers ou dans des contenants au-dessus de la cote de référence. Les équipements ou matériels mobiles entreposés au sol devront pouvoir être évacués ou mis hors d'eau en moins d'une heure.
- Les **changements de destination** de plancher, s'ils entraînent une diminution de la vulnérabilité ou au moins n'aggravent pas la situation en période de crise sous réserve d'attestation PCS ;
- Les **parkings** de surface (sans sous-sols), lorsqu'ils ne réduisent pas le champ d'expansion des crues (neutralité hydraulique) sous réserve que leur implantation ne puisse être envisagée dans des conditions technico-économiques acceptables sur un site moins exposé à l'aléa (en particulier pour les projets en zone d'aléa fort), sous réserve de la mise en place de dispositifs adaptés d'information, d'alerte, d'évacuation rapide et d'interdiction d'accès en cas de crue, prévus dans le cadre du PCS
- Les **infrastructures de transport** dans la mesure où elles n'aggravent pas les risques ;
- Les **ouvrages collectifs** liés à l'eau potable et à l'assainissement (stations de pompage, station de traitement...) et les **locaux techniques et équipements, de service public ou d'intérêt général**, sous réserve que leur implantation ne puisse être envisagée dans des conditions technico-économiques acceptables sur un site moins exposé à l'aléa (en particulier pour les projets en zone Rd et en zone d'aléa fort), et sous réserve de mise en œuvre de protections adaptées des installations sensibles, définies au préalable par une étude de risque à joindre au permis de construire ;
- Les aménagements à **vocation sportive ou de loisir** et leurs équipements (vestiaires, sanitaires... constructions limitées à 20 m<sup>2</sup>) sous réserve qu'ils ne génèrent pas d'obstacles préjudiciables au bon écoulement des eaux, et sous réserve d'attestation PCS ;
- Les **clôtures sans muret** sous réserve de présenter une perméabilité supérieure à 50%. Aucune disposition particulière n'est exigée pour les portails d'accès ;
- Les **haies**, sous réserve de préserver le bon écoulement des eaux.

Dans les

**bâtiments d'activités**, la **reconstruction**, l'**extension** (> 20% ou 150 m<sup>2</sup>) ou les projets liés aux bâtiments d'activités existants, sont autorisés aux conditions suivantes :

- Sont exclus les habitations, les établissements sensibles, les installations polluantes ou dangereuses ;
  - Sont admis les établissements nécessaires à la gestion de crise, sous réserve que leur implantation ne puisse être envisagée dans des conditions technico-économiques acceptables sur un site moins exposé à l'aléa (en particulier pour les projets en zone d'aléa fort), et sous réserve d'une étude de risque à joindre à la demande d'urbanisme ;
  - Règle « hors d'eau » (non exigée pour les reconstructions et les extensions, si la surélévation ne peut être envisagée pour des raisons techniques dûment justifiées, à condition que le pétitionnaire présente -par une étude de risque- un projet qui améliore ou tout le moins n'aggrave pas la vulnérabilité globale du bâtiment.) ;
  - Règle « Attestation PCS » avec dispositif opérationnel d'alerte et de secours aux populations;
- Les **constructions de moins de 20 m<sup>2</sup>** (à usage de garage, de remise, d'abri de jardin... ou nécessaires à la pratique d'activités sportives ou à l'observation du milieu naturel...), sous réserve qu'elles ne servent pas de lieu de sommeil, de les fixer au sol de manière à résister à la crue, et de ne pas y stocker de matériel sensible à l'eau ;
- La création et l'extension de **gravières** ;
- Les dispositifs de **production d'énergie** électrique autonome sous réserve qu'ils résistent à l'inondation et qu'ils préservent le bon écoulement des eaux.

Dans les **zones agricoles**, telles que définies aux documents d'urbanisme, soumises à un **aléa faible** sont autorisées.

- Les **serres** sous réserve qu'elles soient fixées au sol de manière à ne pas pouvoir être emportées par les eaux.
- Les **bâtiments** nécessaires à l'exploitation **agricole**, sous réserve de respecter les conditions suivantes :
- stockage des produits sensibles ou polluants conformément à l'annexe 2.

Règle « hors d'eau »,

non exigée pour les reconstructions et les extensions si la surélévation ne peut être envisagée pour des raisons techniques dûment justifiées, à condition que le pétitionnaire présente un projet qui améliore ou tout le moins n'aggrave pas la vulnérabilité globale du bâtiment,

non exigée si les bâtiments sont insensibles à l'eau et n'abritent au sol que des équipements ou matériels mobiles susceptibles d'être déplacés en moins d'une heure. Tout stockage de produits nécessaires à l'activité ou résultant de celle-ci devra alors être placé sur des planchers ou dans des contenants au-dessus de la cote de surélévation.

*NB : Une reconstruction peut intégrer une extension, surélévation, changement de destination, dans les limites prévues plus haut. ;*

## Annexe 2 : Règlement du PLU pour la zone Ut



## **CHAPITRE V - Dispositions applicables aux zones Ut**

### **CARACTERE DES ZONES Ut**

Les zones Ut sont des zones correspondant à l'autoroute A43 et ses dépendances associées.

### **ARTICLE Ut 1 - OCCUPATIONS ET UTILISATIONS DU SOL INTERDITES**

Toutes les occupations et utilisations du sol non mentionnées à l'article Ut 2 sont interdites.

### **ARTICLE Ut 2 - OCCUPATIONS ET UTILISATIONS DU SOL SOUMISES A DES CONDITIONS PARTICULIERES**

**Ne sont admises que les occupations et utilisations du sol ci-après :**

- Les constructions, les installations, les dépôts et les travaux de toute nature, nécessaires au fonctionnement du service autoroutier.
- Les constructions, installations et dépôts liés à l'exercice d'activités du service autoroutier
- Les ouvrages techniques nécessaires au fonctionnement des services publics.

### **ARTICLE Ut 3 - CONDITIONS DE DESSERTE DES TERRAINS PAR LES VOIES PUBLIQUES OU PRIVEES, ET CONDITIONS D'ACCES AUX VOIES OUVERTES AU PUBLIC**

Les caractéristiques des accès et voiries privées doivent être adaptées à l'opération et satisfaire aux exigences de sécurité et de défense contre l'incendie.

**ARTICLE Ut 4 - CONDITIONS DE DESSERTE DES TERRAINS PAR LES RESEAUX PUBLICS D'EAU, D'ELECTRICITE ET D'ASSAINISSEMENT**

**1. Eau potable :**

Toute construction ou installation requérant une alimentation en eau doit être raccordée au réseau public d'eau potable.

**2. Eaux usées :**

Toute construction ou installation, y compris classée, requérant un assainissement, doit être raccordée au réseau public d'assainissement.

A défaut de réseau public ou lorsque le raccordement s'avérerait techniquement impossible, un dispositif d'assainissement individuel, en conformité avec la réglementation en vigueur, est admis : il doit être conçu de façon à être mis hors circuit et la construction directement raccordée au réseau quand celui-ci sera réalisé.

L'évacuation des eaux usées industrielles dans le réseau public d'assainissement est subordonnée à un prétraitement.

**3. Eaux pluviales :**

Les aménagements réalisés sur le terrain doivent garantir l'écoulement des eaux pluviales dans le réseau collecteur.

En l'absence de réseau, le libre écoulement des eaux pluviales devra être assuré par la réalisation d'aménagements et de dispositifs appropriés.

**ARTICLE Ut 5 - SUPERFICIE MINIMUM DES TERRAINS CONSTRUCTIBLES**

Non réglementé.

**ARTICLE Ut 6 - IMPLANTATION DES CONSTRUCTIONS PAR RAPPORT AUX VOIES ET EMPRISES PUBLIQUES**

Il n'est pas prévu de règles particulières.

**ARTICLE Ut 7 - IMPLANTATION DES CONSTRUCTIONS PAR RAPPORT AUX LIMITES SEPARATIVES**

Il n'est pas prévu de règles particulières.

**ARTICLE Ut 8 - IMPLANTATION DES CONSTRUCTIONS LES UNES PAR RAPPORT AUX AUTRES SUR UNE MEME PROPRIETE**

Non réglementé.

**ARTICLE Ut 9 - EMPRISE AU SOL**

Non réglementé.

**ARTICLE Ut 10 - HAUTEUR MAXIMALE DES CONSTRUCTIONS**

Non réglementé.

**ARTICLE Ut 11 - ASPECT EXTERIEUR DES CONSTRUCTIONS ET AMENAGEMENT DE LEURS ABORDS**

Les constructions doivent présenter un aspect compatible avec le caractère ou l'intérêt des lieux avoisinants, des sites et des paysages naturels ou bâtis.

**ARTICLE Ut 12 - OBLIGATIONS EN MATIERE DE REALISATION D'AIRES DE STATIONNEMENT**

Sans objet.

**ARTICLE Ut 13 - OBLIGATIONS EN MATIERE DE REALISATION D'ESPACES LIBRES, AIRES DE JEUX ET DE LOISIRS ET PLANTATIONS**

Non réglementé.

**ARTICLE Ut 14 - COEFFICIENT D'OCCUPATION DU SOL**

Non réglementé.

## Annexe 3 : Détails des chiffrages prévisionnels

**CC CŒUR DE SAVOIE**  
**Aire de covoiturage avec ombrières photovoltaïques**  
**sur la commune de La Chavanne**  
**DETAIL QUANTITATIF ET ESTIMATIF**

RECAPITULATIF Solution 1 - Tout enrobé	
Chapitres	Total € H.T
S1a. 1a - Travaux préparatoires et recolements	27 800,00 €
S1a. 1b - Terrassement du merlon	80 500,00 €
S1a. 2 - Couches de structure - Voirie	67 300,00 €
S1a. 3 - Couches de structure - Places de stationnement	33 300,00 €
S1a. 4 - Couches de structure - Cheminements piétons	15 100,00 €
S1a. 5 - Aménagements de surface - Voirie	63 500,00 €
S1a. 6 - Aménagements de surface - Aires de stationnement	20 000,00 €
S1a. 7 - Aménagements de surface - Cheminements piétons	28 000,00 €
S1a. 8 - Signalisation verticale, mobilier urbain	11 600,00 €
S1a. 9 - Réseau Pluvial	28 500,00 €
S1a. 10 - Espaces verts et infiltration eaux pluviales	28 500,00 €
Divers et imprévus (10%)	40 500,00 €
<b>Sous-total Parking</b>	<b>444 600,00 €</b>
S1a. 11 - Connectique cyclable	24 800,00 €
Divers et imprévus (10%)	2 500,00 €
<b>Sous-total Connectique cyclable</b>	<b>27 300,00 €</b>
S1a. 12 - Branchement Electrique et Eclairage public	65 600,00 €
S1a. 13 - Ombrières	500 000,00 €
Divers et imprévus (10%)	56 600,00 €
<b>Sous-total arrondi Branchement et Ombrières</b>	<b>622 200,00 €</b>
<b>Montant total des travaux € H.T</b>	<b>1 094 100,00 €</b>
<b>Frais Annexes</b>	<b>43 600,00 €</b>
Etude de faisabilité	7 275,00 €
Honoraires de maîtrise d'œuvre aire de covoiturage	12 800,00 €
Honoraires de maîtrise d'œuvre ombrières photovoltaïques	11 550,00 €
Missions complémentaires	4 975,00 €
Etudes géotechniques / Etude hydrologique	5 000,00 €
Raccordement au réseau ENEDIS	pm
Conventions de passage	pm
Contrôles de réalisation	2 000,00 €
Frais divers de publicité (publicité, reprographie)	300,00 €
<b>Montant total de l'opération € H.T</b>	<b>1 138 000,00 €</b>
<b>TVA 20 %</b>	<b>227 600,00 €</b>
<b>Montant total de l'opération € T.T.C</b>	<b>1 365 600,00 €</b>

**CC CŒUR DE SAVOIE**  
**Aire de covoiturage avec ombrières photovoltaïques**  
**sur la commune de La Chavanne**  
**DETAIL QUANTITATIF ET ESTIMATIF**

RECAPITULATIF Solution 1b - Parking en Dalle "TTE" gravillonnée	
Chapitres	Total € H.T
S1b. 1a - Travaux préparatoires et recolements	27 800,00 €
S1b. 1b - Terrassement du merlon	80 500,00 €
S1b. 2 - Couches de structure - Voirie	67 300,00 €
S1b. 3 - Couches de structure - Places de stationnement	7 900,00 €
S1b. 4 - Couches de structure - Cheminements piétons	15 100,00 €
S1b. 5 - Aménagements de surface - Voirie	69 600,00 €
S1b. 6 - Aménagements de surface - Aires de stationnement	87 500,00 €
S1b. 7 - Aménagements de surface - Cheminements piétons	28 000,00 €
S1b. 8 - Signalisation verticale, mobilier urbain	11 600,00 €
S1b. 9 - Réseau Pluvial	17 800,00 €
S1b. 10 - Espaces verts et infiltration eaux pluviales	25 400,00 €
Divers et imprévus (10%)	43 900,00 €
<b>Sous-total Parking</b>	<b>482 400,00 €</b>
S1b. 11 - Connectique cyclable	24 800,00 €
Divers et imprévus (10%)	2 500,00 €
<b>Sous-total Connectique cyclable</b>	<b>27 300,00 €</b>
S1b. 12 - Branchement Electrique et Eclairage public	65 600,00 €
S1b. 13 - Ombrières	500 000,00 €
Divers et imprévus (10%)	56 600,00 €
<b>Sous-total Branchement et Ombrières</b>	<b>622 200,00 €</b>
<b>Montant total des travaux € H.T</b>	<b>1 131 900,00 €</b>
<b>Frais Annexes</b>	<b>43 600,00 €</b>
Etude de faisabilité	7 275,00 €
Honoraires de maîtrise d'œuvre aire de covoiturage	12 800,00 €
Honoraires de maîtrise d'œuvre ombrières photovoltaïques	11 550,00 €
Missions complémentaires	4 975,00 €
Etudes géotechniques / Etude hydrologique	5 000,00 €
Raccordement au réseau ENEDIS	pm
Conventions de passage	pm
Contrôles de réalisation	2 000,00 €
Frais divers de publicité (publicité, reprographie)	500,00 €
<b>Montant total de l'opération € H.T</b>	<b>1 176 000,00 €</b>
<b>TVA 20 %</b>	<b>235 200,00 €</b>
<b>Montant total de l'opération € T.T.C</b>	<b>1 411 200,00 €</b>

**CC CŒUR DE SAVOIE**  
**Aire de covoiturage avec ombrières photovoltaïques**  
**sur la commune de La Chavanne**  
**DETAIL QUANTITATIF ET ESTIMATIF**

RECAPITULATIF Solution 1c - PK Dalle gravillons / Trottoir Dalle pavée	
Chapitres	Total € H.T
S1c. 1a - Travaux préparatoires et recolements	27 800,00 €
S1c. 1b - Terrassement du merlon	80 500,00 €
S1c. 2 - Couches de structure - Voirie	68 900,00 €
S1c. 3 - Couches de structure - Places de stationnement	8 300,00 €
S1c. 4 - Couches de structure - Cheminements piétons	7 100,00 €
S1c. 5 - Aménagements de surface - Voirie	69 600,00 €
S1c. 6 - Aménagements de surface - Aires de stationnement	87 500,00 €
S1c. 7 - Aménagements de surface - Cheminements piétons	61 500,00 €
S1c. 8 - Signalisation verticale, mobilier urbain	11 600,00 €
S1ac 9 - Réseau Pluvial	17 800,00 €
S1c. 10 - Espaces verts et infiltration eaux pluviales	25 400,00 €
Divers et imprévus (10%)	46 600,00 €
<b>Sous-total Parking</b>	<b>512 600,00 €</b>
S1c. 11 - Connectique cyclable	24 800,00 €
Divers et imprévus (10%)	2 500,00 €
<b>Sous-total Connectique cyclable</b>	<b>27 300,00 €</b>
S1c. 12 - Branchement Electrique et Eclairage public	65 600,00 €
S1c. 13 - Ombrières	500 000,00 €
Divers et imprévus (10%)	56 600,00 €
<b>Sous-total Branchement et Ombrières</b>	<b>622 200,00 €</b>
<b>Montant total des travaux € H.T</b>	<b>1 162 100,00 €</b>
<b>Frais Annexes</b>	<b>43 600,00 €</b>
Etude de faisabilité	7 275,00 €
Honoraires de maîtrise d'œuvre aire de covoiturage	12 800,00 €
Honoraires de maîtrise d'œuvre ombrières photovoltaïques	11 550,00 €
Missions complémentaires	4 975,00 €
Etudes géotechniques / Etude hydrologique	5 000,00 €
Raccordement au réseau ENEDIS	pm
Conventions de passage	pm
Contrôles de réalisation	2 000,00 €
Frais divers de publicité (publicité, reprographie)	300,00 €
<b>Montant total de l'opération € H.T</b>	<b>1 206 000,00 €</b>
<b>TVA 20 %</b>	<b>241 200,00 €</b>
<b>Montant total de l'opération € T.T.C</b>	<b>1 447 200,00 €</b>

**CC CŒUR DE SAVOIE**  
**Aire de covoiturage avec ombrières photovoltaïques**  
**sur la commune de La Chavanne**  
**DETAIL QUANTITATIF ET ESTIMATIF**

RECAPITULATIF Solution 2a - Tout enrobé	
Chapitres	Total € H.T
S2a. 1a - Travaux préparatoires et recolements	30 700,00 €
S2a. 1b - Terrassement du merlon	31 300,00 €
S2a. 2 - Couches de structure - Voirie	80 200,00 €
S2a. 3 - Couches de structure - Places de stationnement	33 700,00 €
S2a. 4 - Couches de structure - Cheminements piétons	20 800,00 €
S2a. 5 - Aménagements de surface - Voirie	80 200,00 €
S2a. 6 - Aménagements de surface - Aires de stationnement	20 200,00 €
S2a. 7 - Aménagements de surface - Cheminements piétons	28 700,00 €
S2a. 8 - Signalisation verticale, mobilier urbain	8 700,00 €
S2a. 9 - Réseau Pluvial	11 800,00 €
S2a. 10 - Espaces verts et infiltration eaux pluviales	21 500,00 €
Divers et imprévus (10%)	36 800,00 €
<b>Sous-total Parking</b>	<b>404 600,00 €</b>
S2a. 11 - Connectique cyclable	21 500,00 €
Divers et imprévus (10%)	2 200,00 €
<b>Sous-total Connectique cyclable</b>	<b>23 700,00 €</b>
S2a. 12 - Branchement Electrique et Eclairage public	55 900,00 €
S2a. 13 - Ombrières	500 000,00 €
Divers et imprévus (10%)	55 600,00 €
<b>Sous-total Branchement et Ombrières</b>	<b>611 500,00 €</b>
<b>Montant total des travaux € H.T</b>	<b>1 039 800,00 €</b>
<b>Frais Annexes</b>	<b>43 600,00 €</b>
Etude de faisabilité	7 275,00 €
Honoraires de maîtrise d'œuvre aire de covoiturage	12 800,00 €
Honoraires de maîtrise d'œuvre ombrières photovoltaïques	11 550,00 €
Missions complémentaires	4 975,00 €
Etudes géotechniques / Etude hydrologique	5 000,00 €
Raccordement au réseau ENEDIS	pm
Conventions de passage	pm
Contrôles de réalisation	2 000,00 €
Frais divers de publicité (publicité, reprographie)	600,00 €
<b>Montant total de l'opération € H.T</b>	<b>1 084 000,00 €</b>
<b>TVA 20 %</b>	<b>216 800,00 €</b>
<b>Montant total de l'opération € T.T.C</b>	<b>1 300 800,00 €</b>



**CC CŒUR DE SAVOIE**  
**Aire de covoiturage avec ombrières photovoltaïques**  
**sur la commune de La Chavanne**  
**DETAIL QUANTITATIF ET ESTIMATIF**

RECAPITULATIF Solution 2b - PK en Dalle "TTE" gravillonnée	
Chapitres	Total € H.T
S2b. 1a - Travaux préparatoires et recolements	30 700,00 €
S2b. 1b - Terrassement du merlon	31 300,00 €
S2b. 2 - Couches de structure - Voirie	80 200,00 €
S2b. 3 - Couches de structure - Places de stationnement	8 000,00 €
S2b. 4 - Couches de structure - Cheminements piétons	20 800,00 €
S2b. 5 - Aménagements de surface - Voirie	81 700,00 €
S2b. 6 - Aménagements de surface - Aires de stationnement	88 600,00 €
S2b. 7 - Aménagements de surface - Cheminements piétons	28 800,00 €
S2b. 8 - Signalisation verticale, mobilier urbain	8 700,00 €
S2b. 9 - Réseau Pluvial	7 200,00 €
S2b. 10 - Espaces verts et infiltration eaux pluviales	18 400,00 €
Divers et imprévus (10%)	40 500,00 €
<b>Sous-total Parking</b>	<b>444 900,00 €</b>
S2b. 11 - Connectique cyclable	21 500,00 €
Divers et imprévus (10%)	2 200,00 €
<b>Sous-total Connectique cyclable</b>	<b>23 700,00 €</b>
S2b. 12 - Branchement Electrique et Eclairage public	55 900,00 €
S2b. 13 - Ombrières	500 000,00 €
Divers et imprévus (10%)	55 600,00 €
<b>Sous-total Branchement et Ombrières</b>	<b>611 500,00 €</b>
<b>Montant total des travaux € H.T</b>	<b>1 080 100,00 €</b>
<b>Frais Annexes</b>	<b>43 600,00 €</b>
Etude de faisabilité	7 275,00 €
Honoraires de maîtrise d'œuvre aire de covoiturage	12 800,00 €
Honoraires de maîtrise d'œuvre ombrières photovoltaïques	11 550,00 €
Missions complémentaires	4 975,00 €
Etudes géotechniques / Etude hydrologique	5 000,00 €
Raccordement au réseau ENEDIS	pm
Conventions de passage	pm
Contrôles de réalisation	2 000,00 €
Frais divers de publicité (publicité, reprographie)	300,00 €
<b>Montant total de l'opération € H.T</b>	<b>1 124 000,00 €</b>
<b>TVA 20 %</b>	<b>224 800,00 €</b>
<b>Montant total de l'opération € T.T.C</b>	<b>1 348 800,00 €</b>

**CC CŒUR DE SAVOIE**  
**Aire de covoiturage avec ombrières photovoltaïques**  
**sur la commune de La Chavanne**  
**DETAIL QUANTITATIF ET ESTIMATIF**

RECAPITULATIF Solution 2c - PK en Dalle gravillonnée - Piéton dalle pavée	
Chapitres	Total € H.T
S2c. 1a - Travaux préparatoires et recolements	30 700,00 €
S2c. 1b - Terrassement du merlon	31 300,00 €
S2c. 2 - Couches de structure - Voirie	80 200,00 €
S2c. 3 - Couches de structure - Places de stationnement	8 000,00 €
S2c. 4 - Couches de structure - Cheminements piétons	9 600,00 €
S2c. 5 - Aménagements de surface - Voirie	81 700,00 €
S2c. 6 - Aménagements de surface - Aires de stationnement	88 600,00 €
S2c. 7 - Aménagements de surface - Cheminements piétons	75 900,00 €
S2c. 8 - Signalisation verticale, mobilier urbain	8 700,00 €
S2c. 9 - Réseau Pluvial	7 200,00 €
S2c. 10 - Espaces verts et infiltration eaux pluviales	18 400,00 €
Divers et imprévus (10%)	44 100,00 €
<b>Sous-total Parking</b>	<b>484 400,00 €</b>
S2c. 11 - Connectique cyclable	21 500,00 €
Divers et imprévus (10%)	2 200,00 €
<b>Sous-total Connectique cyclable</b>	<b>23 700,00 €</b>
S2c. 12 - Branchement Electrique et Eclairage public	55 900,00 €
S2c. 13 - Ombrières	500 000,00 €
Divers et imprévus (10%)	55 600,00 €
<b>Sous-total Branchement et Ombrières</b>	<b>611 500,00 €</b>
<b>Montant total des travaux € H.T</b>	<b>1 119 600,00 €</b>
<b>Frais Annexes</b>	<b>43 600,00 €</b>
Etude de faisabilité	7 275,00 €
Honoraires de maîtrise d'œuvre aire de covoiturage	12 800,00 €
Honoraires de maîtrise d'œuvre ombrières photovoltaïques	11 550,00 €
Missions complémentaires	4 975,00 €
Etudes géotechniques / Etude hydrologique	5 000,00 €
Raccordement au réseau ENEDIS	pm
Conventions de passage	pm
Contrôles de réalisation	2 000,00 €
Frais divers de publicité (publicité, reprographie)	800,00 €
<b>Montant total de l'opération € H.T</b>	<b>1 164 000,00 €</b>
<b>TVA 20 %</b>	<b>232 800,00 €</b>
<b>Montant total de l'opération € T.T.C</b>	<b>1 396 800,00 €</b>

## Annexe 4 : Rapport de faisabilité Ombrières photovoltaïques Sud



17 Allée du Lac de Tignes

73 290 La Motte Servolex

[www.cythelia.fr](http://www.cythelia.fr)

Tel : 04 79 25 31 75

## Etude de faisabilité photovoltaïque pour les ombrières du parking de covoiturage de la Chavanne

### Rapport

**Réf. :**

**Version :** 1

**Rédigé par :** Mathilde MARDUEL

**Le :** 11/12/2020

**Validé par :** Brunelle MELLAC

**Le :** 11/12/2020

## Table des matières

I. Glossaire.....	3
II. Cadre et hypothèses techniques générales .....	5
II.1. Principe de dimensionnement.....	5
II.2. Données météorologiques.....	5
II.3. Masque lointain et masque proche.....	5
II.4. Choix des modules photovoltaïques.....	6
II.4.1. Choix des modules photovoltaïques .....	6
II.4.2. Calepinage des modules photovoltaïques et intégration architecturale .....	7
II.5. Choix du mode d'implantation des modules .....	7
II.5.1. Contraintes d'assurance, sismicité, ERP et catégorie d'importance .....	7
II.5.2. Implantation des modules sur ombrières de parking .....	8
II.6. Raccordement au réseau .....	9
II.7. Choix et implantation des onduleurs.....	10
II.8. Hypothèses de simulation.....	11
III. Cadre et hypothèses économiques générales .....	12
III.1. Décomposition des coûts.....	12
III.1.1. Coûts d'investissement PV (CAPEX).....	12
III.1.2. Revenus et tarif d'achat .....	12
III.1.3. Charges d'exploitation et maintenance (OPEX) .....	14
III.2. Variables financières.....	14
IV. Contexte .....	18
V. Synthèse des résultats.....	19
VI. Hypothèses de calcul.....	20
VII. Rapport de l'installation proposée .....	21

## I. Glossaire

### Définition des termes techniques :

**AC/CA** : Courant alternatif (Alternative Current).

**DC/CC** : Courant continu (Direct Current)

**Basse Tension (BT)** : domaine de tension compris entre 50 et 1 000 V AC et entre 120 et 1 500 V CC. C'est le domaine de tension de raccordement (230V/400V AC) des installations de puissance inférieure ou égale à 250 kVA, et de production des générateurs photovoltaïques (jusqu'à 1500 V CC).

**Haute tension (HTA)** : domaine de tension compris entre 1 000 V et 50 000 V en courant alternatif. C'est le domaine de tension de la distribution électrique (20 000 V) sur le réseau et de raccordement des installations de puissance > 250 kVA.

**Tableau Général Basse Tension (TGBT)** : Tableau général de distribution qui fait le lien entre le réseau public de distribution et le réseau intérieur, et où sont installés les dispositifs de manœuvre ou de protection des différents départs de l'installation, ainsi que les bornes pour les conducteurs neutres et de protection.

**Boîte de Jonction (BJ)** : enveloppe dans laquelle toutes les chaînes PV d'un groupe PV sont reliées électriquement et où peuvent être placés les dispositifs de protection éventuels

**Puissance crête (Pc)** : Puissance (en Wc) fournie par les modules dans les conditions de test standard (1 000 W/m<sup>2</sup>, spectre AM 1.5, température de cellule de 25°C), s'exprime en Watts

**Ratio de performance (PR)** : Ratio entre le productible spécifique et l'irradiation annuelle incidente dans le plan des modules

**Cellule au Silicium polycristallin (p-Si ou poly-Si)** : cellule de silicium caractérisé par une multitude de cristaux appelés cristallites. Les atomes sont rangés de façon ordonnée dans chaque cristal.

**Cellule au Silicium monocristallin (m-Si ou mono-Si)** : cellule de silicium caractérisé par un arrangement parfait d'atomes selon une structure atomique ordonnée ne formant qu'un seul cristal

**Cellule photovoltaïque au CdTe** : cellule à semiconducteur composé, constituée de tellure de cadmium,

**Cellule photovoltaïque au CIS/CIGS** : cellule en couche mince à hétérojonction dont le matériau principal est le diséléniure de cuivre et d'indium (CuInSe<sub>2</sub>) (CIS en abrégé, on trouve aussi CIGS quand on ajoute du gallium),

**Tedlar / backsheet** : film multicouche de protection arrière des cellules photovoltaïques,

**EVA** : résine d'encapsulation des cellules photovoltaïques,

### Définition des paramètres économiques :

**Taux d'actualisation** : L'actualisation consiste à ramener sur une même base des flux financiers qui se produisent à des dates différentes, ce qui permet d'effectuer sur ces flux des opérations arithmétiques. Ainsi le taux d'actualisation est utilisé pour déprécier des flux futurs pour déterminer leur valeur actuelle (valeur à la date d'aujourd'hui).

**Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC)** : est un indicateur économique qui mesure ce que l'entreprise doit à ceux qui ont apporté des capitaux (actionnaires et créanciers). Peut être utilisé comme taux d'actualisation.

**Cash-flow disponible ou Free Cash-flow (FCF)** : est le flux de trésorerie disponible (liquidité). Le cash-flow est la capacité d'une entreprise à générer des ressources supplémentaires. Ce flux de trésorerie ne prend pas en compte le résultat financier car il a vocation à être actualisé au CMPC qui intègre le coût de la dette.

**Capacité d'autofinancement (CAF)** : est le potentiel de l'entreprise à dégager, de par son activité de la période, une ressource.

**Valeur Actuelle Nette (VAN) :** C'est la somme des flux actualisés sur la période d'observation. Cette grandeur calcule la valeur aujourd'hui de tous les flux de trésorerie futurs, positifs ou négatifs, générés par l'investissement. La VAN est le critère de référence en matière de choix de l'investissement.

**Taux de Rentabilité Interne (TRI) :** C'est le taux d'actualisation pour lequel la VAN est nulle. On parle de TRI projet. Si le TRI est inférieur au taux d'actualisation, le projet n'est pas viable ; s'ils sont égaux, le projet ne rapporte rien, mais ne fait pas perdre d'argent ; si le TRI est supérieur au taux d'actualisation, le projet rapporte de l'argent.

**Taux d'Enrichissement en Capital (TEC) :** Ratio entre la VAN et l'investissement

**Temps de retour Brut (TRB) :** C'est le temps nécessaire pour amortir l'investissement. C'est le ratio entre l'investissement initial et le cash-flow (recettes – dépenses) annuel moyen.

**Temps de Retour Actualisé (TRA) :** Exprimé en années, il comptabilise le temps d'exploitation nécessaire pour amortir l'investissement en tenant compte du phénomène d'actualisation. C'est le ratio entre l'investissement initial et le cash-flow actualisé (recettes – dépenses) annuel. Un projet est rentable si son TRA est inférieur à la durée d'observation économique.

**Coût actualisé de l'énergie (LCOE) :** Le LCOE est une estimation économique du coût de revient du kWh photovoltaïque produit et permet de le comparer à d'autres types de centrale de production. Il intègre l'investissement, les coûts d'entretien et maintenance.

**IFER : L'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseau** est un impôt perçu au profit des collectivités territoriales, pour les installations photovoltaïques de puissance supérieure ou égale à 250 kW.

## II. Cadre et hypothèses techniques générales

### II.1. Principe de dimensionnement

La démarche proposée par CYTHELIA pour le dimensionnement de l'installation est d'étudier le site au regard des points suivants :

- Possibilités d'implantation des modules (Surfaces utiles par zone, orientation, inclinaison), à partir de plans et de relevés sur site,
- Contraintes du bâtiment (hauteur, classement, type de toiture, type de charpente, cheminées, acrotères, isolation),
- Possibilité d'implantation des matériels (local technique, cheminements, canalisations),
- Le gisement solaire, les ombrages proches et lointains,
- Contraintes d'urbanisme et d'environnement,
- Contraintes de raccordement au réseau (distance du réseau, disponibilité, référentiel technique),
- Contraintes mécaniques (structures et charpentes, nature des sols) : nécessite généralement des études complémentaires,
- Les besoins énergétiques du site, notamment dans le cadre de l'autoconsommation,
- L'équilibre économique du projet en fonction des tarifs et conditions particulières applicables,
- Les souhaits particuliers du maître d'ouvrage,

L'étude de niveau APS (Avant-projet sommaire) consiste à étudier les configurations réalistes intégrant ces contraintes et permettant une comparaison technico-économique des différentes implantations afin de permettre au maître d'ouvrage un choix adapté pour la suite de son projet.

Les étapes d'ingénierie suivantes (avant-projet détaillé, dossier de consultation des entreprises) permettront de définir en détail la solution retenue et de préciser les conditions économiques.

### II.2. Données météorologiques

Les simulations de production sont réalisées à l'aide du logiciel Archelios® PRO. Les données météorologiques utilisées par Archelios® PRO sont issues du logiciel suisse Meteonorm®.

Suivant les stations, ces données sont soit des données mesurées, pour lesquelles les données d'ensoleillement sont une moyenne des années 1981 à 2000/1991-2010, et celles de la température une moyenne des années 1996 à 2005/2000-2009, soit le résultat d'une interpolation entre les stations mesurées les plus proches.

Les données de la **station météo de référence** sont ensuite corrigées en fonction de l'implantation réelle des sites, notamment par rapport à l'altitude et à l'albédo.

### II.3. Masque lointain et masque proche

Certains éléments peuvent générer une ombre sur les modules qui doit être prise en compte afin de déterminer le productible précisément. Ces éléments constituent le masque du champ de modules.

Le **masque lointain** est le masque du relief (collines, montagnes), celui-ci est calculé automatiquement via le logiciel Archelios® PRO.

Le **masque proche** est constitué des éléments autres que le relief comme les bâtiments environnants, les arbres, etc. Pour prendre en compte les masques proches, nous réalisons une modélisation 3D des bâtiments grâce au logiciel Sketch Up®, qui est lié au logiciel Archelios® PRO. Cela permet d'avoir une analyse très précise des ombrages en n'importe quel point de la toiture et de prendre en compte leur impact sur le gisement.



## II.4. Choix des modules photovoltaïques

### II.4.1. Choix des modules photovoltaïques

Au vu des faibles coûts actuels des modules en silicium cristallin, nous privilégions l'utilisation de cette technologie dans cette étude. Les rendements sont de l'ordre de 17 à 20 %, contre des rendements d'environ 8% pour le silicium amorphe, 12 à 15% pour la technologie CIGS et 13 à 16% pour la technologie CdTe.

La différence de prix actuel entre le silicium cristallin et les autres technologies ne favorise pas l'utilisation de ces autres types de modules. En effet, le rendement surfacique étant plus faible, il est nécessaire d'envisager plus de structure pour l'intégration et des longueurs de câbles plus importantes, ce qui rééquilibre les coûts et annule les gains éventuels. Ce raisonnement pourrait être amené à évoluer à court terme en fonction des évolutions du marché.

#### • Modules Cristallins classiques

Les cellules peuvent être soit en silicium monocristallin soit en silicium polycristallin. Dans le premier cas, les cellules auront plus une tendance noire et homogène, alors qu'elles auront plus une tendance bleue et marbrée pour le polycristallin. Les modules cadrés sont munis d'un cadre en aluminium gris. En fonction des cellules, la face arrière des modules en tedlar blanc sera plus ou moins visible. Dans le cadre de projets nécessitant une meilleure intégration architecturale, la plupart des modules cristallins existent avec cadre et une face arrière (backsheet) noire (voir images ci-dessous), ce qui donne un aspect complètement homogène aux modules.



**Figure 1: Modules photovoltaïques polycristallin (à gauche) et monocristallin (à droite). Les modules centraux sont avec cadre et backsheet noir.**

#### • Modules bi-verre

Ils sont constitués de cellules solaires polycristallines, cadre aluminium, EVA blanc. Ils présentent des caractéristiques mécaniques supérieures, une meilleure protection des cellules notamment aux risques de microfissures et aux agressions extérieures.

#### • Modules bifaciaux

Ils sont constitués de cellules solaires bifaciales capables de capter le rayonnement solaire sur la face avant et sur la face arrière de la cellule. Les performances de ces modules sont supérieures à celle de modules classiques, mais sont fortement dépendantes de l'environnement dans lequel ils sont implantés. Cette augmentation de la performance dépend principalement de la production des cellules en face arrière du module, ne bénéficiant pas du rayonnement direct du soleil. Augmenter la part du rayonnement diffus sur cette face arrière des modules devient possible en les implantant sur des surfaces ayant un fort albédo (surfaces claires, toitures terrasses avec revêtement blanc...).

#### II.4.2. Calepinage des modules photovoltaïques et intégration architecturale

Le calepinage des modules photovoltaïques est réalisé de sorte à permettre une production optimale et un rendu le plus esthétique possible de l'installation photovoltaïque, tout en s'adaptant aux caractéristiques de la toiture existante en termes de dimensions, de particularités architecturales, d'éléments présents en toiture (cheminée, velux, arrêt de neige).

Selon la taille des toitures, le champ photovoltaïque pourra recouvrir une partie ou la totalité de la toiture.

Les Architectes des Bâtiments de France appelés à exprimer un avis sur les projets situés dans des périmètres classés souhaitent généralement privilégier une forme rectangulaire pour l'installation, avec une pose de type « bord à bord » (rive, faitage, égout) quand cela est possible. Ainsi, sur certains projets, on peut être amenés à poser des modules qui ne seront pas raccordés afin d'obtenir une forme rectangulaire du champ photovoltaïque. De même il pourra être demandé que les parties métalliques visibles (cadres, crochets, étriers de fixation, rives et abergements) soit d'une couleur proche de celle des cellules (gris foncé, noir), de même que le backsheet des modules.

Pour les bâtiments classés ERP (Etablissements Recevant du Public), le SDIS demande des circulations de 0,5 à 1 m autour de l'installation photovoltaïque, autour des exutoires de fumée, et un chemin d'accès aux exutoires de fumée.

Concernant les éléments générant de l'ombrage en toiture, comme les cheminées ou les débords de toit, il convient habituellement de les éviter afin de ne pas trop pénaliser les performances de l'installation, parfois au détriment du rendu esthétique. Lorsque le rendu architectural prime, il sera parfois nécessaire d'implanter des modules non raccordés.

Dans le cas d'éléments générant de l'ombrage en toiture, une attention particulière devra être apportée au câblage des modules afin de minimiser l'impact des ombrages sur la production.

### **II.5. Choix du mode d'implantation des modules**

Le mode d'implantation des modules photovoltaïques est choisi en fonction de la configuration du site (bâti, non bâti, stationnement, ...), de la configuration du bâtiment (existant, à construire, destination, clos), de la configuration de la toiture à équiper (pente, orientation, type de couverture, type de charpente, altitude du projet, charge admissible). Il peut également être choisi en fonction de critères esthétiques ou architecturaux, souhaités ou imposés.

Les systèmes de fixation **respectant les critères généraux d'implantation** ne nécessitent généralement pas de réfection de l'étanchéité mais seulement des reprises d'étanchéité pour permettre l'accrochage du système à la charpente par l'intermédiaires de pattes de fixation ou de plots de fixation :

- Système installé sur toiture et parallèle au plan de la toiture,
- Système installé sur toiture plate,
- Système remplissant les fonctions d'allège, de bardage, de brise-soleil, de garde-corps, d'ombrière, de pergolas ou de mur-rideau.

#### II.5.1. Contraintes d'assurance, sismicité, ERP et catégorie d'importance

Dans tous les cas d'implantation des modules en toiture d'un bâtiment, le système de fixation devra être titulaire d'un ATEC (Avis Technique) ou d'un ATEx (Appréciation Technique d'Expérimentation) ou d'un « Pass Innovation » délivré par le CSTB (Centre Scientifique et technique du Bâtiment), ou à défaut d'un ETN (Enquête de Technique Nouvelle) délivré par un bureau de contrôle, et adapté à son domaine d'emploi afin de permettre aux entreprises ainsi qu'aux maîtres d'ouvrage de pouvoir être assurés respectivement en décennale et dommage ouvrage.

Ainsi, il faut être vigilant quant à la compatibilité du système avec le type et la destination du bâtiment. En effet certains ATEC ou ETN contiennent par exemple des limitations en fonction de la « [zone de sismicité](#) », de la « [catégorie d'ERP](#) » ou de la « [catégorie d'importance du bâtiment](#) ».

On pourra demander dans certain cas particuliers (i.e. au-dessus de 900m les ATEC, ETN ou PASS Innovation précisent que les applications du procédé sont hors du domaine d'emploi) ou pour des chantiers d'importance une attestation nominative de chantier.

Il pourra être nécessaire de faire intervenir un bureau de contrôle pour les missions de vérification de la « solidité des ouvrages » et de la « sécurité des personnes », suivant les exigences de l'assureur ou en raison des obligations imposées par la loi au maître d'ouvrage suivant le type de bâtiment (IGH, ERP, R+3 en zone de sismicité 4 et 5, bâtiment de catégorie d'importance III et IV en zones de sismicité 2 à 5).

### [II.5.2. Implantation des modules sur ombrières de parking](#)

De plus en plus souvent, le modèle des ombrières de parking photovoltaïque est retenu par les maîtres d'ouvrage. En effet cette solution offre plusieurs avantages, parmi lesquels :

- Moins de contraintes techniques que sur les bâtiments (étanchéité, intégration, charges...),
- Grandes surfaces disponibles – optimisation des investissements,
- Service complémentaire offert (confort des usagers grâce à l'ombrage des véhicules – économie de clim),
- Visibilité maximale de projets pour la transition énergétique.

Ces installations, indépendantes des bâtiments, nécessitent toutefois un investissement plus élevé que lorsque les modules photovoltaïques sont simplement posés en toiture, du fait des structures porteuses et de leurs fondations importantes. En général, les ombrières couvrent les places de stationnement (sur une ou deux rangées) et laissent libre les circulations. La taille standard des toitures est donc de l'ordre de 6 m de profondeur pour une rangée de voiture et de 12 m pour 2 rangées. Leur inclinaison est également limitée par les efforts imposés aux structures porteuses (en général entre 5 et 15 °) et par la recherche de limitation des ombrages.

La charpente est généralement conçue « autour des modules », c'est-à-dire que les dimensions finales permettront un calepinage des modules photovoltaïques sans aucune perte de surface.

Avec un léger surcoût, les structures porteuses peuvent être réalisées en bois, ce qui ajoute à la qualité esthétique des parkings.





**Figure 8 : Exemple d'ombrières de parking**

Malgré ces contraintes, les ombrières connaissent un grand succès dans les appels d'offres de la CRE, avec un tarif de vente du kWh légèrement supérieur à celui des modules en toiture.

## II.6. Raccordement au réseau

Les différents schémas de raccordement au réseau en fonction du mode d'utilisation de l'énergie produite sont les suivants :

- Vente totale : création d'un nouveau PDL (point de livraison) pour raccordement en injection raccordé en amont du PDL (compteur) en consommation déjà existant avec installation d'un double comptage (énergie entrante et sortante),
- Vente de surplus : l'installation de production est raccordée sur l'installation intérieure, en aval du compteur existant (nouveau départ protégé dans le TGBT), et installation d'un nouveau compteur par le gestionnaire du réseau pour mesurer l'énergie en surplus injectée sur le réseau,
- Autoconsommation totale : l'installation de production est raccordée sur l'installation intérieure, en aval du compteur existant (nouveau départ protégé dans le TGBT), pas de travaux du gestionnaire de réseau.

Les solutions et coûts de raccordement au réseau dépendent de la puissance de raccordement en injection et de la zone où se situe le raccordement. Suivant la puissance de raccordement, la solution de branchement peut nécessiter des renforcements du réseau BT, HTA voire HTB en amont du point de livraison.

Les principales règles de raccordement au RPD peuvent être résumées ainsi :

Puissance	Type de raccordement	Travaux de raccordement	
<= 6 kVA	Monophasé, basse tension (BT)	Création des ouvrages de branchement en BT	Si besoin modifications ou création du réseau en HTA (Si <u>distance au poste DP &gt;250m</u> )
<= 18 kVA	Triphasé, basse tension (BT)	Et si besoin modification ou création des ouvrages d'extension du réseau BT	Si besoin modifications ou création du réseau en HTA
<= 36 kVA			
> 36 et <=120 KVA			
> 120 kVA et <=250 KVA			

> 250 kVA et < 12 MW	Triphasé, Haute tension (HTA)	Création et extension des ouvrages HTA et éventuellement HTB
12 MW à 17 MW	Triphasé, HTB (ou HTA)	
> 17 MW	Triphasé, HTB	

Dans le cas d'un raccordement en HTA ou HTB le producteur devra construire un PDL (Poste De Livraison) équipé d'un transformateur élévateur de tension.

Seule une demande complète de raccordement au réseau réalisée auprès du gestionnaire de réseau public pourra définir la solution technique et financière du raccordement du producteur.

## II.7. Choix et implantation des onduleurs

La puissance des onduleurs correspond à la puissance d'injection sur le réseau. C'est elle qui détermine le coût du raccordement au réseau, puisqu'elle correspond à la puissance maximale en injection de la centrale. Lorsque la puissance de l'installation est supérieure à 6 kVA, nous préconisons l'utilisation d'onduleurs triphasés afin de faciliter la mise en œuvre côté courant alternatif (AC) et l'équilibrage des phases, le raccordement au réseau se faisant en triphasé.

De manière générale, les onduleurs devront être placés dans un endroit facilement accessible, correctement ventilé, dans un environnement peu agressif (poussières, humidité, etc.), à l'abri du rayonnement direct et des précipitations directes, éloignés de tout élément facilement inflammable.

En fonction de la puissance des onduleurs, une ventilation forcée avec extracteur peut être nécessaire dans le local. Pour assurer un fonctionnement optimal, la température doit être inférieure à 40°C, nous conseillons même de ne pas dépasser 30°C afin de ne pas dégrader le rendement de l'onduleur. En dessous de 30°C, nous conseillons une bonne ventilation naturelle du local. Dans le cas où les onduleurs seront installés dans un local à l'intérieur du bâtiment, la puissance thermique à dissiper est d'environ 2 à 5% de la puissance de l'onduleur (pour un rendement d'onduleur de 98 à 95%).

Le choix du nombre d'onduleurs et de leur puissance unitaire relève d'une optimisation technico-économique, en installant soit plusieurs petits onduleurs dit « onduleurs strings » (jusqu'à 60 kVA par onduleur), soit de gros onduleurs dits « onduleurs centraux » (jusqu'à 2 200 kVA par onduleur).

Les onduleurs centraux permettent généralement des économies d'échelle sur les centrales de grande taille mais nécessitent des compétences spéciales pour la maintenance des installations.

Les onduleurs string offrent un plus grand nombre de MPPT (recherche du point de fonctionnement à puissance maximale) pour l'installation, permettant notamment une optimisation des pertes par ombrage et le raccordement de branches de longueur différentes, et ne nécessitent que des compétences courantes d'électricien pour la maintenance.

Archelios®PRO nous permet également d'optimiser la puissance de l'onduleur et les pertes de production par écrêtage en autorisant éventuellement un léger sous-dimensionnement de l'onduleur afin d'en diminuer le coût.

## II.8. Hypothèses de simulation

Les simulations de production sont réalisées à l'aide du logiciel Archelios® PRO de la version la plus récente.<sup>1</sup>

Les hypothèses de simulations sont les suivantes :

L'**albédo** est pris par défaut à 0,2, ce qui correspond à une réflexion classique du sol en alternance goudron et prairie. Pour les projets situés au-delà de 900m d'altitude, l'hypothèse d'un albédo de 0,5 pour les mois de décembre, janvier, février, permet de prendre en compte le réfléchissement de la neige (neige ancienne).

Les pertes par **encrassement** correspondent aux pertes dues aux salissures se déposant sur les modules. Cette valeur dépendra de l'inclinaison des modules, de la localisation, de l'environnement et de la fréquence envisagée de nettoyage des modules.

Les **pertes dues à la neige** correspondent aux pertes occasionnées par la neige recouvrant les modules. Il dépendra de la localisation, de l'altitude, et de la capacité de décharge de neige de la toiture.

Le **Mismatch** correspond aux pertes dues à la dispersion des caractéristiques électriques des modules photovoltaïques réellement mis en œuvre. En effet, les caractéristiques électriques des modules en courant et tension ne sont jamais exactement identiques et leur dispersion engendre des pertes. Les modules ayant le plus faible courant imposent leur courant à toute une chaîne.

Les **pertes dans les câbles** correspondent aux chutes de tension côté AC et côté DC. Elles sont limitées à 1% de chaque côté.

La **ventilation arrière des modules** dépend de l'épaisseur de la lame d'air entre la toiture et la face arrière des modules, et de la longueur de rampant du champ photovoltaïque. Plus la lame d'air est fine, moins les modules sont ventilés. Plus le rampant du champ est long, moins les modules en haut de champ sont ventilés. Une valeur de 0 correspond à des modules collés sans lame d'air, une valeur de 100 correspond à des modules complètement ventilés (centrale au sol fixes ou suiveurs).

La **perte LID** (Light Induced Degradation) correspond à une perte ayant lieu lors des premières heures d'exposition des modules au soleil. Elle est de 1 à 3%.

Le **vieillessement des modules** correspond à une perte de puissance des modules pendant leur durée de vie. Un taux de vieillissement annuel de 0,5% équivaut à considérer que les modules seront à 90% de leur puissance initiale au bout de 20 ans.

Le **facteur de puissance** (cos phi) est le rapport entre énergie active et l'énergie apparente. Nous retenons une valeur de 1 en BT. En raccordement HTA (>250 kVA) la valeur de tan phi est imposée par le gestionnaire du réseau (consigne dynamique), dans une fourchette généralement comprise entre 0 et 0,6 soit un facteur de puissance compris entre 1 et 0,85.

La **disponibilité du système** intègre les pertes dues aux pannes ou arrêts pour maintenance de l'installation, les indisponibilités du réseau public, les demandes par le gestionnaire du réseau de déconnexion ou de limitation de puissance d'injection en HTA.

La prise en compte de ces pertes dans le calcul donne **un résultat de productible P50** (pour probabilité 50%), qui signifie qu'il y a autant de chance de dépasser ce résultat que d'être en dessous. Le calcul du P90 intègre les incertitudes sur les hypothèses de calcul (décrites ci-dessus) afin de délivrer **un résultat de productible P90** (pour probabilité 90%) qui aura 90% de chance d'être atteint. Le P50 est la valeur qui sera utilisée dans les estimations technico-économique. Le P90 permettra d'estimer un risque maximum lors de l'analyse financière et notamment en ce qui concerne le remboursement des emprunts.

---

<sup>1</sup> Le logiciel Archelios® PRO, développé par Cythelia, a été classé 3<sup>e</sup> logiciel mondial en termes de précision des résultats, par une analyse comparative de la revue Photon International.



### III. Cadre et hypothèses économiques générales

#### III.1. Décomposition des coûts

##### III.1.1. Coûts d'investissement PV (CAPEX)

Les coûts d'une installation photovoltaïque comportent les postes suivants :

- Fourniture et pose du générateur photovoltaïque, comprenant :
  - La mise en sécurité du chantier,
  - La dépose de la couverture existante,
  - La fourniture et la pose des modules photovoltaïques,
  - La fourniture et la pose du système d'intégration/fixation, y compris abergements et finitions. Celui-ci peut inclure un isolant en fonction de la solution technique retenue,
  - La fourniture et la pose des onduleurs,
  - L'ensemble du matériel électrique nécessaire à l'installation, à savoir :
    - Câbles et chemins de câbles,
    - Coffrets électriques et organes de protection DC et AC,
    - Système d'acquisition de données et sondes associés à un système de supervision des données (logiciel), permettant un suivi des performances du système et des pannes ou défauts éventuels. Les informations peuvent être traitées à distance via une connexion internet.
  - Le percement et la réalisation de tranchées pour le passage des câbles,
  - Les aménagements pour le local électrique PV contenant le ou les onduleurs et les coffrets de protection,
  - Les aménagements pour le PDL qui recevra les ouvrages de raccordement au réseau,
  - Le transport, stockage et levage du matériel,
  - Les essais et la mise en service.
- Le coût du raccordement au réseau. Ce coût est fixé par le gestionnaire de réseau, et peut être extrêmement variable en fonction de l'implantation géographique du site, de sa position par rapport au réseau existant et du taux de disponibilité des transformateurs existants. L'enveloppe associée à ce poste est uniquement indicative, et ne pourra être assurée qu'après obtention d'une Proposition Technique et Financière (PTF) réalisée par le gestionnaire de réseau,
- Les études et la maîtrise d'œuvre (BE spécialisés, architecte, bureaux de contrôle),
- Les assurances : dommage ouvrage, RC chantier.

##### III.1.2. Revenus et tarif d'achat

Pour chaque installation en vente totale, les revenus générés sur 20 ans sont calculés sur la base du tarif d'achat.

Pour chaque installation en vente de surplus, les revenus générés sur 20 ans à 30 ans sont calculés sur la base du tarif d'achat pour l'énergie en surplus et sur la base de l'achat d'énergie au réseau économisée pendant 25 à 30 ans.

Le tarif d'achat, fixé par arrêté ministériel (actuellement c'est l'arrêté du 9 mai 2017), est une donnée décisive pour fixer la rentabilité d'un projet. Or cette réglementation évolue régulièrement et les tarifs sont révisés trimestriellement en fonction des volumes de raccordement.

Les tableaux ci-dessous résument la réglementation actuellement en vigueur :

Vente en totalité			01/01/20 au 31/03/20	01/04/20 au 30/06/20(1)	01/07/20 au 30/09/20	01/10/20 au 31/12/20(*)
Type de tarif	Type d'installation	Puissance totale (P+Q)	Tarif (c€/kWh)	Tarif (c€/kWh)	Tarif (c€/kWh)	Tarif (c€/kWh)
Ta	En intégration au bâti	≤ 3 kWc	18,54 + 0 = 18,54	18,54 + 0 = 18,54	18,49 + 0 = 18,49	18,11 + 0 = 18,11
		≤ 9 kWc	15,76 + 0 = 15,76	15,76 + 0 = 15,76	15,71 + 0 = 15,71	15,39 + 0 = 15,39
	Sur bâtiment et respectant les critères généraux	≤ 3 kWc	18,54	18,54	18,49	18,11
		≤ 9 kWc	15,76	15,76	15,71	15,39
Tb	Sur bâtiment et respectant les critères généraux d'implantation	≤ 36 kWc	12,07	12,07	11,79	10,77
		≤ 100 kWc	10,51	10,51	10,25	9,36
		> 100 kWc	0	0	0	0
Tarifs moyens Appels d'offres Toitures			fev-20		juin-20	
	AO CRE Toiture (100 - 500)		9,65		9,40	
	AO CRE Toiture (500 - 8 000)		8,62		8,31	
Tarifs moyens Appels d'offres Sol			mars-20			
	AO CRE Au sol (500 - 5 000)		6,57			
	AO CRE Au sol (5 000 - 30 000)		5,63			
	AO CRE Ombr. (500 - 10 000)		8,56			

(1) Arrêté Covid 30/03/20

(\*) Projection : baisse va être limitée à 3,8%(9,89)

**Figure 2 : Vente totale - Tarifs d'achat et prime IAB**

Vente de surplus			01/01/20 au 31/03/20		01/04/20 au 30/06/20(1)		01/07/20 au 30/09/20		01/10/20 au 31/12/20(*)	
Type de prime	Type d'installation	Puissance totale (P+Q)	Prime (€/Wc)	Tarif (c€/kWh)	Prime (€/Wc)	Tarif (c€/kWh)	Prime (€/Wc)	Tarif (c€/kWh)	Prime (€/Wc)	Tarif (c€/kWh)
Pa	Sur bâtiment et respectant les critères généraux	≤ 3 kWc	0,39	10	0,39	10	0,39	10	0,38	10
		≤ 9 kWc	0,29	10	0,29	10	0,29	10	0,29	10
Pb	Sur bâtiment et respectant les critères généraux d'implantation	≤ 36 kWc	0,18	6	0,18	6	0,17	6	0,16	6
		≤ 100 kWc	0,09	6	0,09	6	0,08	6	0,08	6
		> 100 kWc	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Au sol	-	0	0	0	0	0	0	0	0

(\*) Projection

**Figure 3 : Vente en surplus – tarif d'achat et prime d'investissement**

Ainsi, dans ce contexte tarifaire en vigueur, seuls les systèmes en **intégration au bâti (IAB)** ont accès à un **tarif d'achat de base** bonifié d'une **prime d'intégration** pour **vente en totalité** jusqu'à 9 kWc (jusqu'au 31/12/2018).

Les systèmes respectant **les critères généraux d'implantation**, et à fortiori les systèmes en IAB :

- Ont accès à un **tarif d'achat de base** pour **vente en totalité** jusqu'à 100 kWc,
- Ont accès à un **tarif en vente de surplus** jusqu'à 100 kWc. Une prime à l'investissement est également accessible à ces installations **en vente de surplus** jusqu'à 100 kWc.

**Au-delà de 100 kWc** il n'y a plus de tarif proposé. Il faut passer par **appel d'offres (national ou régional)** ou envisager de **l'autoconsommation totale**. Plusieurs appels d'offres nationaux sont proposés par l'état via la CRE, par niveau de puissance, pour la vente ou l'autoconsommations, pour les zones interconnectées ou non.

NB : Il est attendu, en début d'année 2021, la publication du nouvel arrêté permettant :

- L'accès au **tarif d'achat** pour la **vente en totalité** jusqu'à 500 kWc,
- L'accès à un **tarif en vente de surplus** jusqu'à 500 kWc.



Dans le cas de **l'autoconsommation**, la **valorisation du kWh autoconsommé** est calculée en affectant le tarif de la tranche horaire de consommation correspondant à chaque kWh autoconsommé, et en y ajoutant les charges et taxes afférentes qui sont calculées en fonction des kWh consommés :

- La part variable du TURPE sur la composante de soutirage,
- Les taxes et contributions :
  - o La CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité),
  - o Les TCCFE et TDCFE (taxes sur la consommation finale d'électricité),
  - o La TVA lorsque l'analyse est réalisée en TTC.

### III.1.3. Charges d'exploitation et maintenance (OPEX)

Au niveau des charges d'exploitation, nous prenons en compte les coûts liés à :

- **L'entretien et la maintenance** de la centrale, qui comprennent :
  - o Maintenance préventive (par exemple 1 visite annuelle + 1 nettoyage bisannuel des modules),
  - o Maintenance curative (par exemple 2 interventions/an sur l'ensemble des centrales),
  - o Provision annuelle pour le changement des onduleurs la 10<sup>ème</sup> année,
- **L'Assurance Multirisques**, couvrant :
  - o Les dommages liés à des risques naturels donnés,
  - o Les dommages liés au vol et au vandalisme,
  - o Les dommages liés à un incendie,
  - o Les défauts d'étanchéité,
  - o La responsabilité civile de l'installation, à fournir obligatoirement au gestionnaire de réseau (ENEDIS),
- L'utilisation du réseau ou **TURPE** qui est une redevance facturée annuellement par le gestionnaire de réseau (ENEDIS),
- La **gestion de projet** (suivi de production et demande d'intervention en cas de panne).

Nous rappelons que les installations inférieures à 250 kVA ne sont pas soumises à l'IFER.

## **III.2. Variables financières**

Les hypothèses prises pour les simulations financières sont les suivantes :

- Inflation,
- Augmentation annuelle du tarif de vente,
- Part de financement par la dette,
- Taux d'emprunt,
- Durée d'emprunt,
- Part de financement par fonds propres,
- Taux de rémunération des fonds propres,
- Impôts divers,
- Impôts sur les sociétés.

## IV. Contexte du projet

Le Maître d'ouvrage, la Communauté de communes Cœur de Savoie, engagé dans le développement des énergies renouvelables sur son territoire, envisage d'implanter un générateur photovoltaïque en ombrières de parking situé sur A43, 73800 La Chavanne

Le Maître d'ouvrage souhaite que cette installation puisse :

- Produire une part significative d'énergie au regard des consommations du territoire,
- Rentabiliser son investissement via la vente de l'énergie photovoltaïque

L'objectif de notre mission est d'étudier la faisabilité technico-économique et les possibilités d'implantations d'un générateur photovoltaïque pour une utilisation de l'énergie produite, en revente totale sur le réseau, au regard notamment des surfaces disponibles, du gisement solaire, des masques proches et lointain, du cadre réglementaire propre au photovoltaïque, des contraintes d'urbanisme, des contraintes de raccordement.

Les documents transmis par le maître d'ouvrage pour cette étude sont les suivants :

- Plans du projet

## V. Synthèse des résultats

Le tableau ci-dessous résume les résultats de cette étude :

OmbriereSud500kWc	
Type d'installation	Ombrière de parking
Surface modules	2 707 m <sup>2</sup>
Surface disponible	1 800 m <sup>2</sup>
Taux d'occupation	150%
Puissance crête	499,87 kWc
Nombre de modules	1351
Puissance onduleurs	400,00 kVA
Nombre d'onduleurs	6
Productible annuel (année 1)	1 110 kWh/kWc
Production d'énergie annuelle (année 1)	554 662 kWh
Investissement total brut (CAPEX)	557 219 €
<i>dont études, MOE et bureaux de contrôle</i>	10 000 €
<i>dont taxe d'aménagement</i>	0 €
<i>dont raccordement et S3RENR</i>	50 229 €
Période 1 : années 1 à 20 - Vente totale via contrat Obligation d'achat	
<i>Tarif de vente du kWh</i>	9,800 c€/kWh
<i>Prix de valorisation kWh économisé année 1</i>	-
<i>Vente réseau (CA) année 1</i>	54 357 €/an
<i>Economie autoconsommation (CA) année 1</i>	-
<i>Charges d'exploitation (OPEX) année 1</i>	6 988 €/an
Rentabilité de l'investissement :	
Temps de retour brut (TRB)	14 ans
Temps de retour actualisé (TRA)	15 ans
Valeur actuelle nette (VAN) sur 20 ans	164 340 €
Taux de rentabilité interne (TRI) 20 ans	4,2%
Taux d'enrichissement du capital (TEC) 20 ans	29,5%
Coût actualisé de l'énergie (LCOE) 20 ans	7,507 c€/kWh

## VI. Hypothèses de calcul

### Variables générales

Durée de vie de l'installation	20
Type d'implantation	Ombrière de parking
<b>Période 1 : années 1 à 20</b>	
Mode de valorisation de l'énergie	Vente totale
Origine du contrat de vente	Obligation d'achat
Durée du contrat de vente d'énergie	20
Tarif de vente de l'énergie produite	9,80 c€/kWh
Prix de valorisation de l'énergie autoconsommée (année 1)	-

### Variables financières

Inflation	1,2%
Revalorisation annuelle du tarif de vente de l'énergie produite	0,2%
Augmentation annuelle du coût de l'électricité (an 1-5)	2,0%
Augmentation annuelle du coût de l'électricité (an 6-fin de vie)	2,0%
Financement :	
Quote-part de financement par dette	80%
Taux d'emprunt sur 15 ans	1,5%
Durée d'emprunt	15
Quote-part de financement par fonds propres	20%
Taux de rémunération des fonds propres	1,0%
CMPC	1,4%
Taux d'actualisation	1,4%
Impôts sur les sociétés :	
Taux Impôts sur les sociétés (%/Résultat Courant)	25%
Taux réduit Impôts sur les sociétés (%/Résultat Courant)	15%
Plafond CA taux réduit IS (€)	38 120
Imposition forfaitaire entreprises de réseaux IFER (>= 100kW)	3,155 €/kW
Cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises CVAE	0,0%
Quote-part régionale S3RENR (> 100kVA)	10,12 €/kW
Taxe d'aménagement (centrales au sol) :	
Taux départemental	2,4%
Taux communal	5,0%
Assiette de calcul	10,0 €/m² PV

### Charges d'exploitation et maintenance (OPEX)

Taux Entretien/maintenance (E.M) (%/I)	1,0%
Assurance multirisques (AM) (%/I)	0,2%
Frais de gestion : Entretien du site (%/I)	0,0%
TURPE (€ HT/an) surcoût pour injection	988 €
Location toiture (€ HT/m² PV.an)	-
Redevance fixe location (€ HT.an)	-
Redevance variable location (c€/ HT/kWh)	-

### Hypothèses de simulation de productible

Albédo mensuel	0,2/0,2/0,2/0,2/0,2/0,2/0,2/0,2/0,2/0,2/0,2/0,2/0,2/0,2
Pertes dans les câbles DC	1,0%
Pertes dans les câbles AC	1,0%
Encrassement des modules	2,0%
Mismatch	2,0%
Facteur de ventilation arrière des modules	100
Tolérance de puissance des modules (Mini / Maxi)	-2,0% / 2,0%
Perte LID (Light Induced Degradation)	0,0%
Taux de vieillissement annuel des modules	0,5%
Tension maximum du système (V DC)	1000
Taux de disponibilité du système	98,0%
Facteur de puissance (cos phi)	1,00

## VII. Rapport de l'installation proposée

OmbrièreSud500kWc	
Présentation administrative	
Adresse du site	<u>A43, 73800 La Chavanne</u>
Commune	LA CHAVANNE (73)
Nom et Tél. du Contact	
Coordonnées GPS - latitude	45,495537 (N)
Coordonnées GPS - longitude	6,058021 (E)
Altitude du site	288 m
N° Parcelle	000 ZA 01
Activité du bâtiment	Parking de covoiturage
Contraintes de zonage environnemental	NA
Zone de sismicité	4 - Moyenne
Zone de neige (NV65 février 2009)	Zone E
Zone de vent (NV65 février 2009)	Zone 1
Contraintes aéroportuaires	NON (> 3km)
Contraintes d'urbanisme / ABF	NON


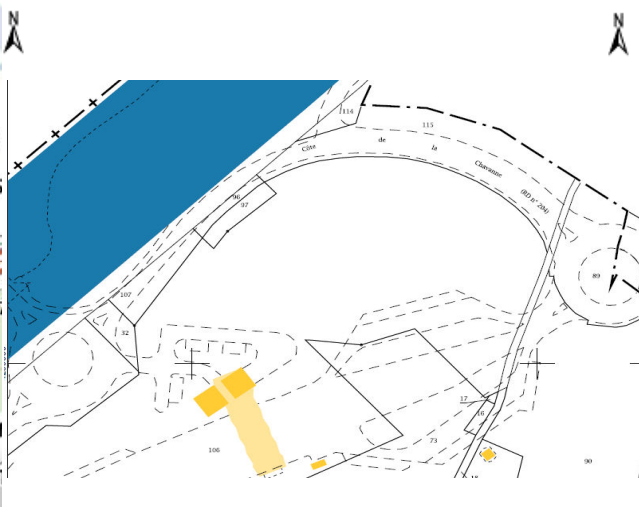





Photo aérienne + Bâtiments



### Caractéristiques toiture

Usage du bâtiment	Public
Niveau bâtiment	RDC
Type de toiture	Simple pente
Type de charpente	Portiques métalliques
Surface brute disponible	1 800 m <sup>2</sup>

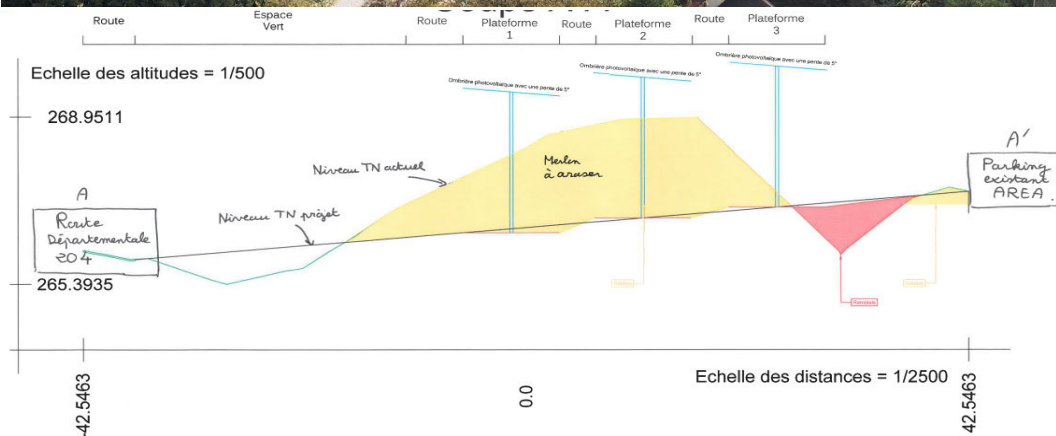
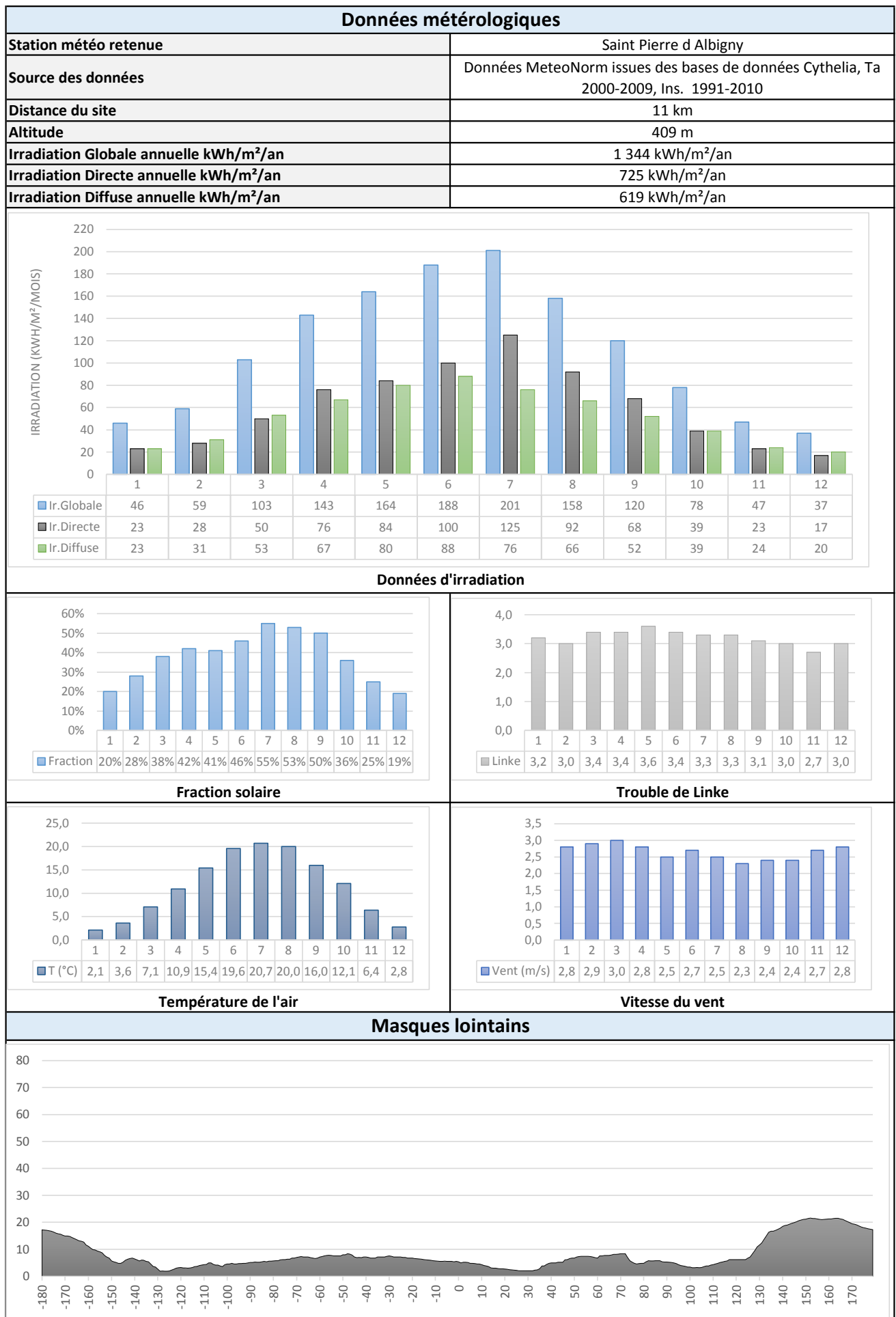
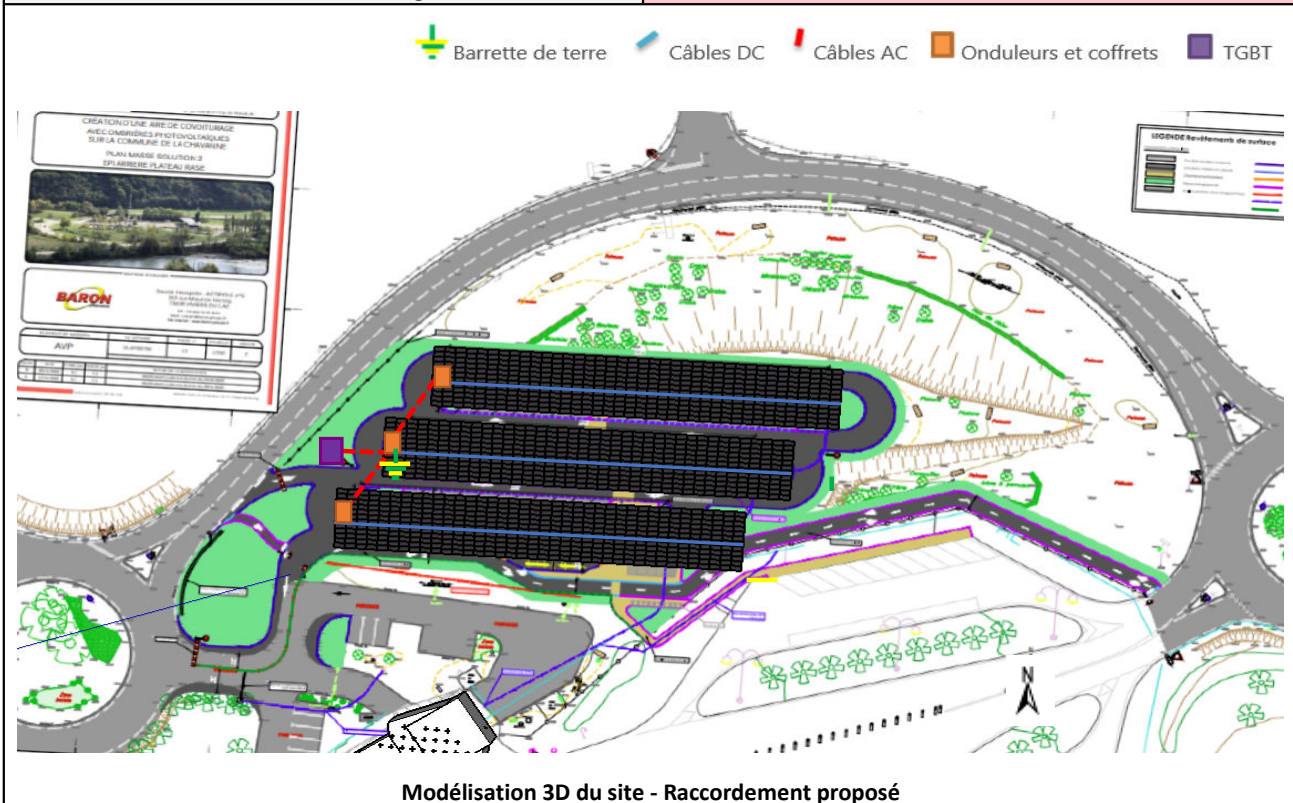


Photo et coupe Nord-Sud du site



### Caractéristiques installation photovoltaïque

Type d'intégration	Ombrière de parking
Surface du générateur PV	2 707 m <sup>2</sup>
Inclinaison	5°
Orientation	0°
Puissance crête retenue kWc	<b>499,87 kWc</b>
Puissance unitaire Wc module PV	370 Wc
Nombre de modules PV	1 351
Type Module PV	mono-Si
Dimensions module PV	1,96m*0,992m
Puissance totale max onduleurs kVA	400,0 kVA
Nombre d'onduleurs	6
Types d'onduleurs	3xSMA - STP 110-60 CORE2 3xSMA - STP 25000TL-30
Puissance max de raccordement en injection réseau Enedis	400 kVA
Emplacement Potentiel Coffrets et Onduleurs	Fixés sur la structure des ombrières (sous protection mécanique grillagée)
Cheminement des câbles DC jusqu'aux Coffrets DC	Sous protection mécanique (goulottes ou chemin de câble capôté) jusqu'aux onduleurs/coffrets DC
Cheminement des câbles AC jusqu'au PDL	Sous protection mécanique (goulottes ou chemin de câble capôté) puis sous fourreau enterré jusqu'au point de livraison Enedis du site
Localisation de la barette générale de terre	A créer dans les fondations et à placer au niveau des onduleurs de l'ombrière centrale
Travaux de raccordement réseau envisagés	<b>Création nouveau Poste DP</b>

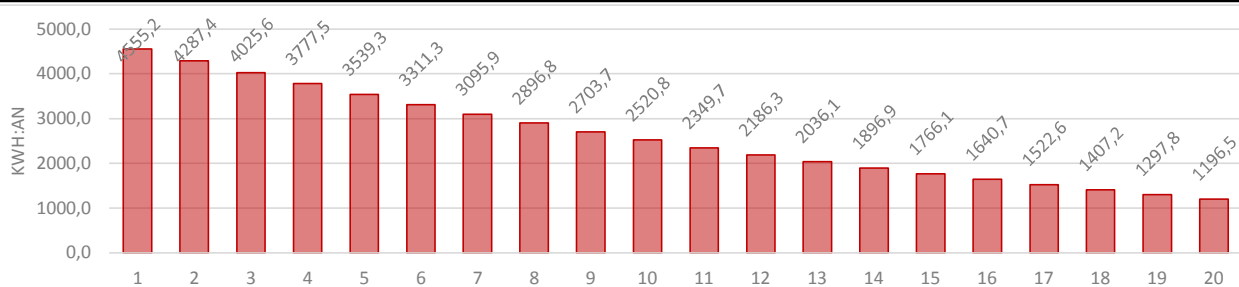




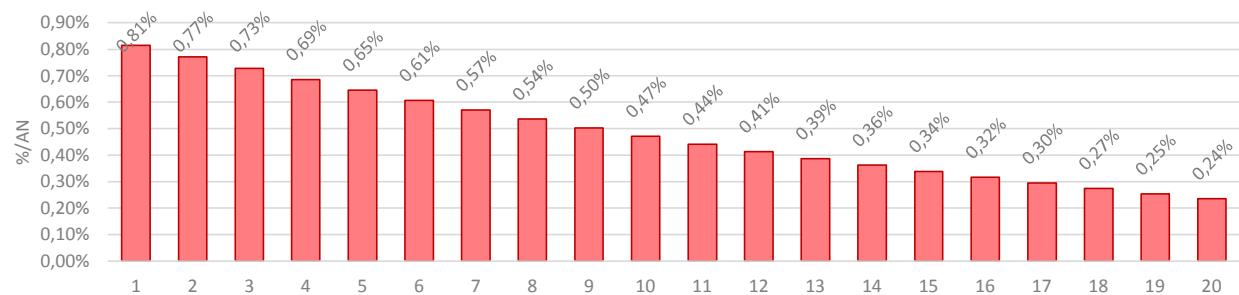
### Pertes moyennes sur la durée de l'installation (20 ans)

<b>Pertes Irradiation</b>	
Masque lointain	3,14%
Masque proche	0,12%
Différences d'ombrages entre modules	0,01%
<b>Modules bifaciaux</b>	
Gain bifacial	0,00%
<b>Pertes Modules</b>	
IAM (réflexion)	3,94%
LID	0,00%
Encrassement module	2,00%
Température	0,46%
Tolérance de puissance des modules	0,00%
Dispersion des caractéristiques	2,00%
Vieillessement module	5,09%
<b>Pertes Système</b>	
Câbles DC	0,44%
Onduleur	3,12%
Ecrêtage	0,49%
Facteur de puissance	0,00%
Câbles AC	0,50%
Indisponibilité de la centrale	2,00%

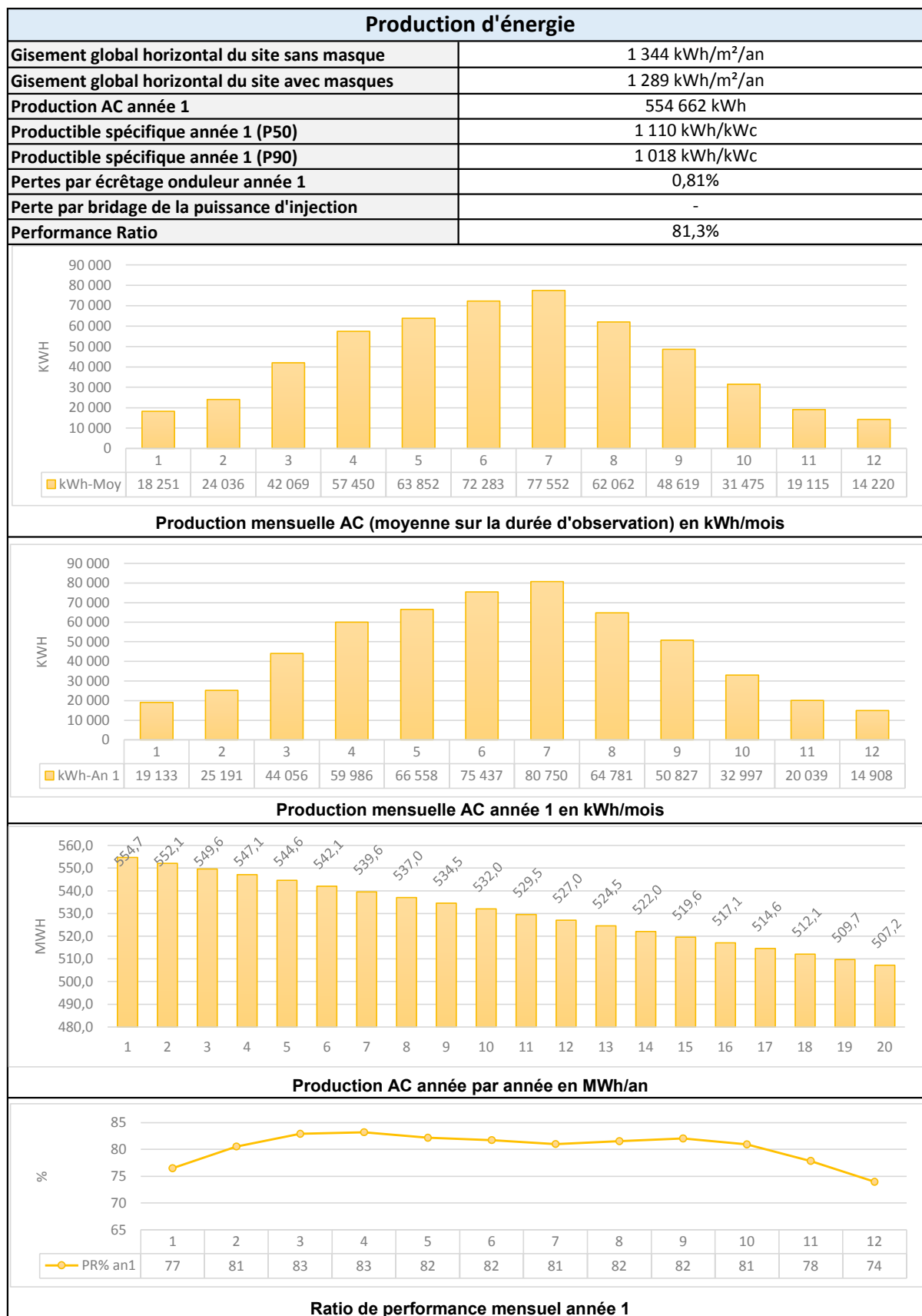
#### Pertes par écrêtage des onduleurs



#### Pertes par écrêtage (kWh/an)

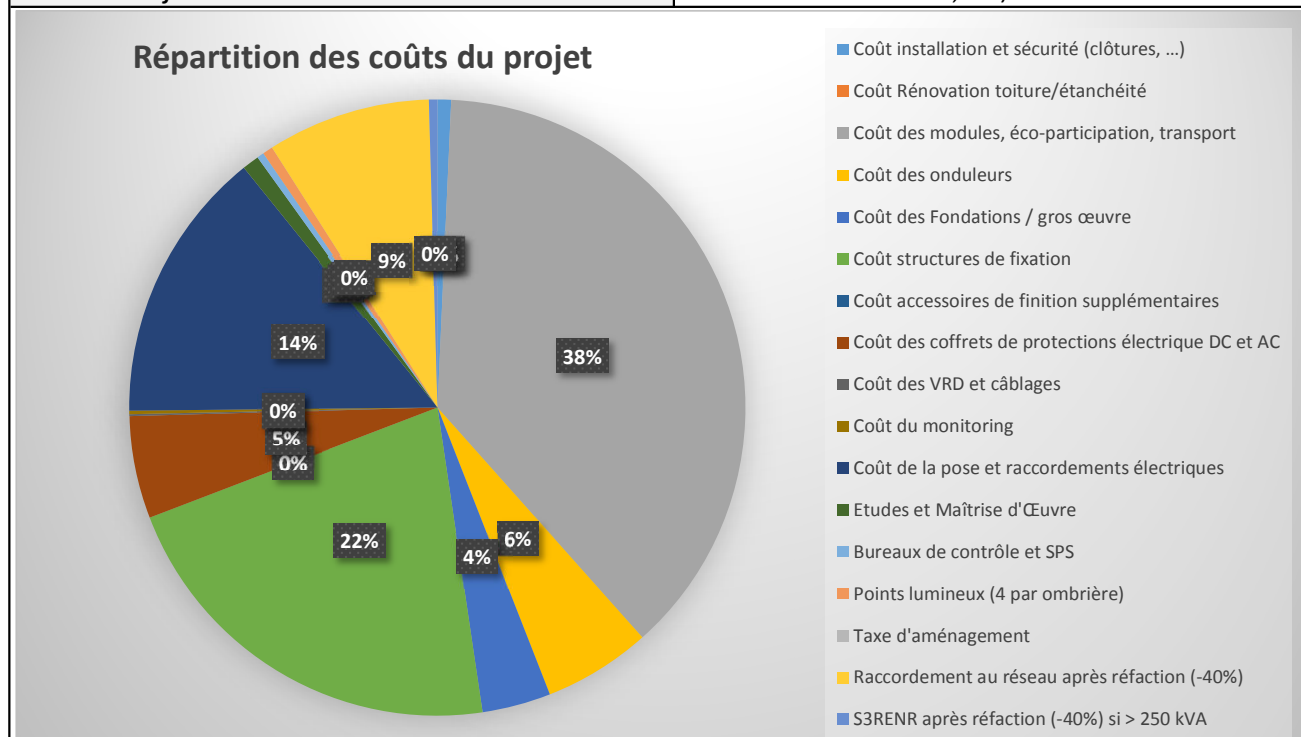


#### Pertes par écrêtage (%/an)



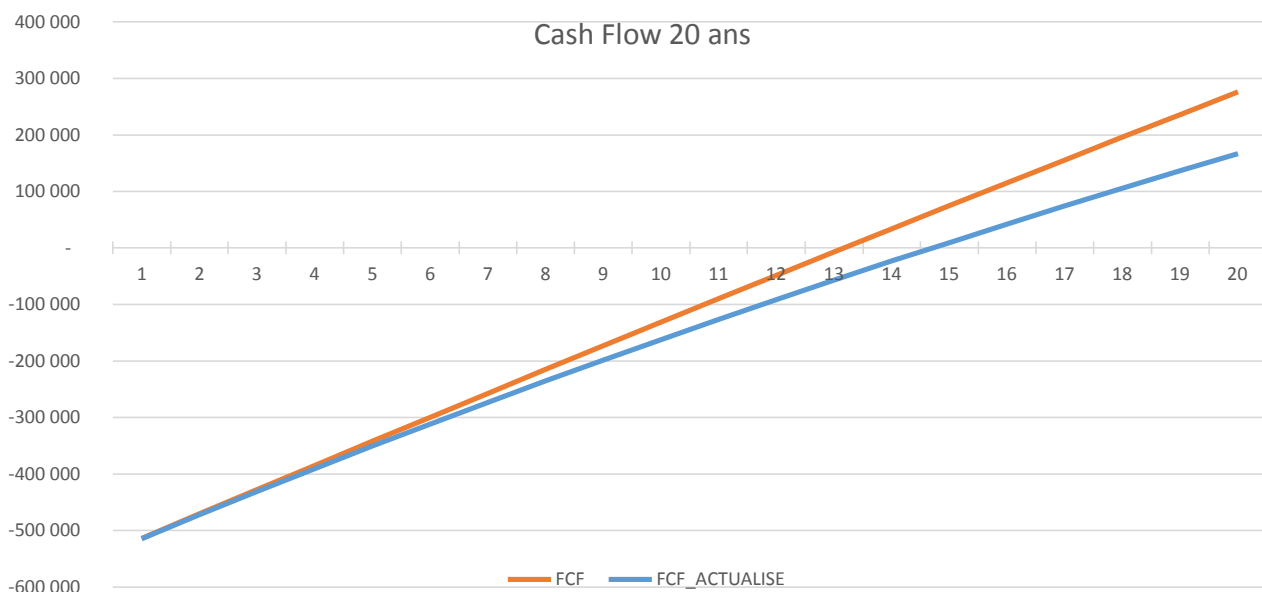


Décomposition des coûts du projet en € HT (CAPEX)	
Coût installation et sécurité (clôtures, ...)	4 000 €
Coût Rénovation toiture/étanchéité	0 €
Coût des modules, éco-participation, transport	210 000 €
Coût des onduleurs	31 490 €
Coût des Fondations / gros œuvre	20 000 €
Coût structures de fixation	120 000 €
Coût accessoires de finition supplémentaires	0 €
Coût des coffrets de protections électrique DC et AC	30 000 €
Coût des VRD et câblages	500 €
Coût du monitoring	1 000 €
Coût de la pose et raccordements électriques	80 000 €
<b>Fourniture et pose de la centrale PV</b>	<b>496 990 €</b>
Etudes et Maîtrise d'Œuvre	5 000 €
Bureaux de contrôle et SPS	2 000 €
Points lumineux (4 par ombrière)	3 000 €
Taxe d'aménagement	0 €
Raccordement au réseau après réfaction (-40%)	47 800 €
S3RENr après réfaction (-40%) si > 250 kVA	2 429 €
<b>Investissement TOTAL</b>	<b>557 219 €</b>
<b>Coût total au Wc</b>	<b>1,11 €/Wc</b>
Aides à l'investissement accessibles	0 €
<b>Investissement restant à financer</b>	<b>557 219 €</b>
<b>Coût restant à financer au Wc</b>	<b>1,11 €/Wc</b>



Paramètres financiers	
Montant de l'emprunt (80%)	445 800 €
Durée de l'emprunt	15 ans
Taux d'emprunt	1,5%
Montant des fonds propres (20%)	111 419 €
Taux de rémunération des fonds propres	1,0%
Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC)	1,4%
Taux d'actualisation	1,4%
Annuité d'emprunt	33 410 €
Intérêt sur 15 ans	55 353 €

Analyse économique sur 20 ans	
<b>REVENUS</b>	
<b>Période 1 : années 1 à 20</b>	
Type de contrat	Vente totale
Origine du contrat	Obligation d'achat
Tarif de vente du kWh année 1	9,80 c€/kWh
Prix de valorisation du kWh économisé année 1	-
Revenus de la vente année 1	54 357 €/an
Economies énergie autoconso année 1	-
Revenus + économies année 1	54 357 €/an
<b>CHARGES</b>	
Charge d'exploitation année 1	6 988 €/an
<i>Dont location toiture et redevance</i>	-
Charges d'exploitation sur 20 ans	156 902 €
<i>Dont location toiture et redevance</i>	-
<b>RESULTATS SUR L'INVESTISSEMENT TOTAL</b>	
Résultat courant avant impôt année 1	11 559 €/an
Résultat courant avant impôts sur 20 ans	269 387 €
Cash flow disponible année 1	43 370 €/an
Temps de retour brut	14 ans
Valeur actuelle nette (VAN) sur 20 ans	164 340 €
Taux de rentabilité interne (TRI) 20 ans	4,2%
Temps de retour actualisé	15 ans
Coût actualisé de l'énergie (LCOE) 20 ans	7,507 c€/kWh



Conclusions	
<b>Pertinence économique du projet</b>	Favorable
<b>Pertinence technique du projet</b>	Favorable
<b>Contraintes identifiées</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Raccordement réseau (2 scénarios envisageables en 400kVA sur un seul poste chiffré ici, ou 2 point de moins de 250kVA qui seraient moins coûteux),</li> <li>- Implantation des emplacements de parking en coffre à coffre et forme du parking orientée au sud, avec merlon central à convertir en plateforme.</li> <li>- Attente de l'arrêté relatif au tarif d'achat des projets de moins de 500kWc</li> </ul>	
<b>Risques identifiés</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le tarif d'achat de l'électricité pour les centrales de moins de 500kWc est actuellement en projet. Les hypothèses sont à confirmer début 2021, à sa publication.</li> <li>- Coûts des solution de raccordement : <ul style="list-style-type: none"> <li>+ soit deux raccordements BT (&lt; 250kVA, TURPE=2x620€HT/an=1240€HT/an) : <ul style="list-style-type: none"> <li>. sur le poste DP privé "AREA" (puissance ?) situé dans le bâtiment existant,</li> <li>. sur un nouveau poste DP à créer à proximité de l'entrée du site (ligne HTA enterrée le long de la RD),</li> </ul> </li> <li>+ soit un raccordement HTA (TURPE=945€HT/an) : raccordement moins cher mais nécessite la création d'un PDL HTA privé (~47k€) et sa maintenance.</li> </ul> </li> </ul>	
<b>Remarques</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Orientation optimisée</li> <li>- Etude réalisée avec des modules monofaciaux, à optimiser avec des modules bifaciaux si le revêtement de sol est clair (choix des couleurs de dalles alvéolées et des gravillons)</li> </ul>	
<b>Etapes suivantes</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Avant-projet,</li> <li>- Demande d'Etude environnementale au cas par cas (projet de parking inclus),</li> <li>- Demande de raccordement avant complétude du dossier,</li> <li>- Permis de construire,</li> </ul>	
Données indicatives RSE - Production totale	
<b>Production moyenne MWh/an sur 20 ans</b>	<b>530,8 MWh/an</b>
Facteur d'émission CO2 d'un module photovoltaïque VOLTEC (*)	720 kg Eq. CO2/kWc
Coût de production du kWh PV (g Eq. CO2/kWh)	34 g Eq. CO2/kWh
Coût de production du kWh Mix français (g Eq. CO2/kWh) (**)	64 g Eq. CO2/kWh
Economie de production d'un kWh PV (g Eq. CO2/kWh)	30 g Eq. CO2/kWh
<b>CO2 moyen annuel évité par l'installation (tonnes/an)</b>	<b>16,0 to CO2/an</b>
<b>CO2 évité par l'installation sur 20 ans (tonnes)</b>	<b>319,6 to CO2</b>
Consommation électrique moyenne d'un foyer hors chauffage	2 700 kWh/an
<b>Production équivalente en consommation de foyers hors chauffage</b>	<b>197 foyers/an</b>
Coût en déchets radioactifs du kWh réseau (g /kWh) (***)	12,7 g/MWh
<b>Déchets radioactifs évités par l'autoconsommation (kg/an)</b>	<b>7 kg/an</b>
<b>Déchets radioactifs évités par l'autoconsommation sur 20 ans (tonnes)</b>	<b>135 kg</b>

(\*) Pour un module équivalent fabriqué entièrement en Asie la valeur peut atteindre 1600 kg Eq. CO2/kWc

(\*\*) D'après l'Arrêté du 10 avril 2020 relatif aux obligations d'actions de réduction des consommations d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire

D'après RTE la production d'énergies renouvelables en France se substitue principalement à de l'énergie à combustion fossile en Europe. Une comparaison au mix européen (~360 g Eq. CO2/kWh) donne des économies de CO2 nettement supérieures

[https://www.rte-france.com/sites/default/files/bilan-electrique-2019\\_1.pdf](https://www.rte-france.com/sites/default/files/bilan-electrique-2019_1.pdf) (p57)

(\*\*\*) D'après EDF 2018 : vie courte : 11,71 mg/kWh, vie longue : 0,99 mg/kWh

<https://www.edf.fr/groupe-edf/information-sur-l-origine-de-l-electricite-fournie-par-edf>

## Annexe 5 : Rapport de faisabilité Ombrières photovoltaïques- variante Sud-Est



17 Allée du Lac de Tignes

73 290 La Motte Servolex

[www.cythelia.fr](http://www.cythelia.fr)

Tel : 04 79 25 31 75

## Etude de faisabilité photovoltaïque pour les ombrières du parking de covoiturage de la Chavanne

### Rapport - Variante Sud-Est

**Réf. :**

**Version :** 1

**Rédigé par :** Mathilde MARDUEL

**Le :** 11/12/2020

**Validé par :** Brunelle MELLAC

**Le :** 11/12/2020



## Table des matières

I. Glossaire.....	3
II. Cadre et hypothèses techniques générales .....	5
II.1. Principe de dimensionnement.....	5
II.2. Données météorologiques.....	5
II.3. Masque lointain et masque proche.....	5
II.4. Choix des modules photovoltaïques.....	6
II.4.1. Choix des modules photovoltaïques .....	6
II.4.2. Calepinage des modules photovoltaïques et intégration architecturale .....	7
II.5. Choix du mode d'implantation des modules .....	7
II.5.1. Contraintes d'assurance, sismicité, ERP et catégorie d'importance .....	7
II.5.2. Implantation des modules sur ombrières de parking .....	8
II.6. Raccordement au réseau .....	9
II.7. Choix et implantation des onduleurs.....	10
II.8. Hypothèses de simulation.....	11
III. Cadre et hypothèses économiques générales .....	12
III.1. Décomposition des coûts.....	12
III.1.1. Coûts d'investissement PV (CAPEX).....	12
III.1.2. Revenus et tarif d'achat .....	12
III.1.3. Charges d'exploitation et maintenance (OPEX) .....	14
III.2. Variables financières.....	14
IV. Contexte .....	18
V. Synthèse des résultats.....	19
VI. Hypothèses de calcul.....	20
VII. Rapport de l'installation proposée .....	21

## I. Glossaire

### Définition des termes techniques :

**AC/CA** : Courant alternatif (Alternative Current).

**DC/CC** : Courant continu (Direct Current)

**Basse Tension (BT)** : domaine de tension compris entre 50 et 1 000 V AC et entre 120 et 1 500 V CC. C'est le domaine de tension de raccordement (230V/400V AC) des installations de puissance inférieure ou égale à 250 kVA, et de production des générateurs photovoltaïques (jusqu'à 1500 V CC).

**Haute tension (HTA)** : domaine de tension compris entre 1 000 V et 50 000 V en courant alternatif. C'est le domaine de tension de la distribution électrique (20 000 V) sur le réseau et de raccordement des installations de puissance > 250 kVA.

**Tableau Général Basse Tension (TGBT)** : Tableau général de distribution qui fait le lien entre le réseau public de distribution et le réseau intérieur, et où sont installés les dispositifs de manœuvre ou de protection des différents départs de l'installation, ainsi que les bornes pour les conducteurs neutres et de protection.

**Boîte de Jonction (BJ)** : enveloppe dans laquelle toutes les chaînes PV d'un groupe PV sont reliées électriquement et où peuvent être placés les dispositifs de protection éventuels

**Puissance crête (Pc)** : Puissance (en Wc) fournie par les modules dans les conditions de test standard (1 000 W/m<sup>2</sup>, spectre AM 1.5, température de cellule de 25°C), s'exprime en Watts

**Ratio de performance (PR)** : Ratio entre le productible spécifique et l'irradiation annuelle incidente dans le plan des modules

**Cellule au Silicium polycristallin (p-Si ou poly-Si)** : cellule de silicium caractérisé par une multitude de cristaux appelés cristallites. Les atomes sont rangés de façon ordonnée dans chaque cristal.

**Cellule au Silicium monocristallin (m-Si ou mono-Si)** : cellule de silicium caractérisé par un arrangement parfait d'atomes selon une structure atomique ordonnée ne formant qu'un seul cristal

**Cellule photovoltaïque au CdTe** : cellule à semiconducteur composé, constituée de tellure de cadmium,

**Cellule photovoltaïque au CIS/CIGS** : cellule en couche mince à hétérojonction dont le matériau principal est le diséléniure de cuivre et d'indium (CuInSe<sub>2</sub>) (CIS en abrégé, on trouve aussi CIGS quand on ajoute du gallium),

**Tedlar / backsheet** : film multicouche de protection arrière des cellules photovoltaïques,

**EVA** : résine d'encapsulation des cellules photovoltaïques,

### Définition des paramètres économiques :

**Taux d'actualisation** : L'actualisation consiste à ramener sur une même base des flux financiers qui se produisent à des dates différentes, ce qui permet d'effectuer sur ces flux des opérations arithmétiques. Ainsi le taux d'actualisation est utilisé pour déprécier des flux futurs pour déterminer leur valeur actuelle (valeur à la date d'aujourd'hui).

**Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC)** : est un indicateur économique qui mesure ce que l'entreprise doit à ceux qui ont apporté des capitaux (actionnaires et créanciers). Peut être utilisé comme taux d'actualisation.

**Cash-flow disponible ou Free Cash-flow (FCF)** : est le flux de trésorerie disponible (liquidité). Le cash-flow est la capacité d'une entreprise à générer des ressources supplémentaires. Ce flux de trésorerie ne prend pas en compte le résultat financier car il a vocation à être actualisé au CMPC qui intègre le coût de la dette.

**Capacité d'autofinancement (CAF)** : est le potentiel de l'entreprise à dégager, de par son activité de la période, une ressource.

**Valeur Actuelle Nette (VAN) :** C'est la somme des flux actualisés sur la période d'observation. Cette grandeur calcule la valeur aujourd'hui de tous les flux de trésorerie futurs, positifs ou négatifs, générés par l'investissement. La VAN est le critère de référence en matière de choix de l'investissement.

**Taux de Rentabilité Interne (TRI) :** C'est le taux d'actualisation pour lequel la VAN est nulle. On parle de TRI projet. Si le TRI est inférieur au taux d'actualisation, le projet n'est pas viable ; s'ils sont égaux, le projet ne rapporte rien, mais ne fait pas perdre d'argent ; si le TRI est supérieur au taux d'actualisation, le projet rapporte de l'argent.

**Taux d'Enrichissement en Capital (TEC) :** Ratio entre la VAN et l'investissement

**Temps de retour Brut (TRB) :** C'est le temps nécessaire pour amortir l'investissement. C'est le ratio entre l'investissement initial et le cash-flow (recettes – dépenses) annuel moyen.

**Temps de Retour Actualisé (TRA) :** Exprimé en années, il comptabilise le temps d'exploitation nécessaire pour amortir l'investissement en tenant compte du phénomène d'actualisation. C'est le ratio entre l'investissement initial et le cash-flow actualisé (recettes – dépenses) annuel. Un projet est rentable si son TRA est inférieur à la durée d'observation économique.

**Coût actualisé de l'énergie (LCOE) :** Le LCOE est une estimation économique du coût de revient du kWh photovoltaïque produit et permet de le comparer à d'autres types de centrale de production. Il intègre l'investissement, les coûts d'entretien et maintenance.

**IFER : L'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseau** est un impôt perçu au profit des collectivités territoriales, pour les installations photovoltaïques de puissance supérieure ou égale à 250 kW.

## II. Cadre et hypothèses techniques générales

### II.1. Principe de dimensionnement

La démarche proposée par CYTHELIA pour le dimensionnement de l'installation est d'étudier le site au regard des points suivants :

- Possibilités d'implantation des modules (Surfaces utiles par zone, orientation, inclinaison), à partir de plans et de relevés sur site,
- Contraintes du bâtiment (hauteur, classement, type de toiture, type de charpente, cheminées, acrotères, isolation),
- Possibilité d'implantation des matériels (local technique, cheminements, canalisations),
- Le gisement solaire, les ombrages proches et lointains,
- Contraintes d'urbanisme et d'environnement,
- Contraintes de raccordement au réseau (distance du réseau, disponibilité, référentiel technique),
- Contraintes mécaniques (structures et charpentes, nature des sols) : nécessite généralement des études complémentaires,
- Les besoins énergétiques du site, notamment dans le cadre de l'autoconsommation,
- L'équilibre économique du projet en fonction des tarifs et conditions particulières applicables,
- Les souhaits particuliers du maître d'ouvrage,

L'étude de niveau APS (Avant-projet sommaire) consiste à étudier les configurations réalistes intégrant ces contraintes et permettant une comparaison technico-économique des différentes implantations afin de permettre au maître d'ouvrage un choix adapté pour la suite de son projet.

Les étapes d'ingénierie suivantes (avant-projet détaillé, dossier de consultation des entreprises) permettront de définir en détail la solution retenue et de préciser les conditions économiques.

### II.2. Données météorologiques

Les simulations de production sont réalisées à l'aide du logiciel Archelios® PRO. Les données météorologiques utilisées par Archelios® PRO sont issues du logiciel suisse Meteonorm®.

Suivant les stations, ces données sont soit des données mesurées, pour lesquelles les données d'ensoleillement sont une moyenne des années 1981 à 2000/1991-2010, et celles de la température une moyenne des années 1996 à 2005/2000-2009, soit le résultat d'une interpolation entre les stations mesurées les plus proches.

Les données de la **station météo de référence** sont ensuite corrigées en fonction de l'implantation réelle des sites, notamment par rapport à l'altitude et à l'albédo.

### II.3. Masque lointain et masque proche

Certains éléments peuvent générer une ombre sur les modules qui doit être prise en compte afin de déterminer le productible précisément. Ces éléments constituent le masque du champ de modules.

Le **masque lointain** est le masque du relief (collines, montagnes), celui-ci est calculé automatiquement via le logiciel Archelios® PRO.

Le **masque proche** est constitué des éléments autres que le relief comme les bâtiments environnants, les arbres, etc. Pour prendre en compte les masques proches, nous réalisons une modélisation 3D des bâtiments grâce au logiciel Sketch Up®, qui est lié au logiciel Archelios® PRO. Cela permet d'avoir une analyse très précise des ombrages en n'importe quel point de la toiture et de prendre en compte leur impact sur le gisement.

## II.4. Choix des modules photovoltaïques

### II.4.1. Choix des modules photovoltaïques

Au vu des faibles coûts actuels des modules en silicium cristallin, nous privilégions l'utilisation de cette technologie dans cette étude. Les rendements sont de l'ordre de 17 à 20 %, contre des rendements d'environ 8% pour le silicium amorphe, 12 à 15% pour la technologie CIGS et 13 à 16% pour la technologie CdTe.

La différence de prix actuel entre le silicium cristallin et les autres technologies ne favorise pas l'utilisation de ces autres types de modules. En effet, le rendement surfacique étant plus faible, il est nécessaire d'envisager plus de structure pour l'intégration et des longueurs de câbles plus importantes, ce qui rééquilibre les coûts et annule les gains éventuels. Ce raisonnement pourrait être amené à évoluer à court terme en fonction des évolutions du marché.

#### • Modules Cristallins classiques

Les cellules peuvent être soit en silicium monocristallin soit en silicium polycristallin. Dans le premier cas, les cellules auront plus une tendance noire et homogène, alors qu'elles auront plus une tendance bleue et marbrée pour le polycristallin. Les modules cadrés sont munis d'un cadre en aluminium gris. En fonction des cellules, la face arrière des modules en tedlar blanc sera plus ou moins visible. Dans le cadre de projets nécessitant une meilleure intégration architecturale, la plupart des modules cristallins existent avec cadre et une face arrière (backsheet) noire (voir images ci-dessous), ce qui donne un aspect complètement homogène aux modules.



**Figure 1: Modules photovoltaïques polycristallin (à gauche) et monocristallin (à droite). Les modules centraux sont avec cadre et backsheet noir.**

#### • Modules bi-verre

Ils sont constitués de cellules solaires polycristallines, cadre aluminium, EVA blanc. Ils présentent des caractéristiques mécaniques supérieures, une meilleure protection des cellules notamment aux risques de microfissures et aux agressions extérieures.

#### • Modules bifaciaux

Ils sont constitués de cellules solaires bifaciales capables de capter le rayonnement solaire sur la face avant et sur la face arrière de la cellule. Les performances de ces modules sont supérieures à celle de modules classiques, mais sont fortement dépendantes de l'environnement dans lequel ils sont implantés. Cette augmentation de la performance dépend principalement de la production des cellules en face arrière du module, ne bénéficiant pas du rayonnement direct du soleil. Augmenter la part du rayonnement diffus sur cette face arrière des modules devient possible en les implantant sur des surfaces ayant un fort albédo (surfaces claires, toitures terrasses avec revêtement blanc...).

#### II.4.2. Calepinage des modules photovoltaïques et intégration architecturale

Le calepinage des modules photovoltaïques est réalisé de sorte à permettre une production optimale et un rendu le plus esthétique possible de l'installation photovoltaïque, tout en s'adaptant aux caractéristiques de la toiture existante en termes de dimensions, de particularités architecturales, d'éléments présents en toiture (cheminée, velux, arrêt de neige).

Selon la taille des toitures, le champ photovoltaïque pourra recouvrir une partie ou la totalité de la toiture.

Les Architectes des Bâtiments de France appelés à exprimer un avis sur les projets situés dans des périmètres classés souhaitent généralement privilégier une forme rectangulaire pour l'installation, avec une pose de type « bord à bord » (rive, faitage, égout) quand cela est possible. Ainsi, sur certains projets, on peut être amenés à poser des modules qui ne seront pas raccordés afin d'obtenir une forme rectangulaire du champ photovoltaïque. De même il pourra être demandé que les parties métalliques visibles (cadres, crochets, étriers de fixation, rives et abergements) soit d'une couleur proche de celle des cellules (gris foncé, noir), de même que le backsheet des modules.

Pour les bâtiments classés ERP (Etablissements Recevant du Public), le SDIS demande des circulations de 0,5 à 1 m autour de l'installation photovoltaïque, autour des exutoires de fumée, et un chemin d'accès aux exutoires de fumée.

Concernant les éléments générant de l'ombrage en toiture, comme les cheminées ou les débords de toit, il convient habituellement de les éviter afin de ne pas trop pénaliser les performances de l'installation, parfois au détriment du rendu esthétique. Lorsque le rendu architectural prime, il sera parfois nécessaire d'implanter des modules non raccordés.

Dans le cas d'éléments générant de l'ombrage en toiture, une attention particulière devra être apportée au câblage des modules afin de minimiser l'impact des ombrages sur la production.

### **II.5. Choix du mode d'implantation des modules**

Le mode d'implantation des modules photovoltaïques est choisi en fonction de la configuration du site (bâti, non bâti, stationnement, ...), de la configuration du bâtiment (existant, à construire, destination, clos), de la configuration de la toiture à équiper (pente, orientation, type de couverture, type de charpente, altitude du projet, charge admissible). Il peut également être choisi en fonction de critères esthétiques ou architecturaux, souhaités ou imposés.

Les systèmes de fixation **respectant les critères généraux d'implantation** ne nécessitent généralement pas de réfection de l'étanchéité mais seulement des reprises d'étanchéité pour permettre l'accrochage du système à la charpente par l'intermédiaires de pattes de fixation ou de plots de fixation :

- Système installé sur toiture et parallèle au plan de la toiture,
- Système installé sur toiture plate,
- Système remplissant les fonctions d'allège, de bardage, de brise-soleil, de garde-corps, d'ombrière, de pergolas ou de mur-rideau.

#### II.5.1. Contraintes d'assurance, sismicité, ERP et catégorie d'importance

Dans tous les cas d'implantation des modules en toiture d'un bâtiment, le système de fixation devra être titulaire d'un ATEC (Avis Technique) ou d'un ATEEx (Appréciation Technique d'Expérimentation) ou d'un « Pass Innovation » délivré par le CSTB (Centre Scientifique et technique du Bâtiment), ou à défaut d'un ETN (Enquête de Technique Nouvelle) délivré par un bureau de contrôle, et adapté à son domaine d'emploi afin de permettre aux entreprises ainsi qu'aux maîtres d'ouvrage de pouvoir être assurés respectivement en décennale et dommage ouvrage.

Ainsi, il faut être vigilant quant à la compatibilité du système avec le type et la destination du bâtiment. En effet certains ATEC ou ETN contiennent par exemple des limitations en fonction de la « [zone de sismicité](#) », de la « [catégorie d'ERP](#) » ou de la « [catégorie d'importance du bâtiment](#) ».

On pourra demander dans certain cas particuliers (i.e. au-dessus de 900m les ATEC, ETN ou PASS Innovation précisent que les applications du procédé sont hors du domaine d'emploi) ou pour des chantiers d'importance une attestation nominative de chantier.

Il pourra être nécessaire de faire intervenir un bureau de contrôle pour les missions de vérification de la « solidité des ouvrages » et de la « sécurité des personnes », suivant les exigences de l'assureur ou en raison des obligations imposées par la loi au maître d'ouvrage suivant le type de bâtiment (IGH, ERP, R+3 en zone de sismicité 4 et 5, bâtiment de catégorie d'importance III et IV en zones de sismicité 2 à 5).

### [II.5.2. Implantation des modules sur ombrières de parking](#)

De plus en plus souvent, le modèle des ombrières de parking photovoltaïque est retenu par les maîtres d'ouvrage. En effet cette solution offre plusieurs avantages, parmi lesquels :

- Moins de contraintes techniques que sur les bâtiments (étanchéité, intégration, charges...),
- Grandes surfaces disponibles – optimisation des investissements,
- Service complémentaire offert (confort des usagers grâce à l'ombrage des véhicules – économie de clim),
- Visibilité maximale de projets pour la transition énergétique.

Ces installations, indépendantes des bâtiments, nécessitent toutefois un investissement plus élevé que lorsque les modules photovoltaïques sont simplement posés en toiture, du fait des structures porteuses et de leurs fondations importantes. En général, les ombrières couvrent les places de stationnement (sur une ou deux rangées) et laissent libre les circulations. La taille standard des toitures est donc de l'ordre de 6 m de profondeur pour une rangée de voiture et de 12 m pour 2 rangées. Leur inclinaison est également limitée par les efforts imposés aux structures porteuses (en général entre 5 et 15 °) et par la recherche de limitation des ombrages.

La charpente est généralement conçue « autour des modules », c'est-à-dire que les dimensions finales permettront un calepinage des modules photovoltaïques sans aucune perte de surface.

Avec un léger surcoût, les structures porteuses peuvent être réalisées en bois, ce qui ajoute à la qualité esthétique des parkings.







**Figure 8 : Exemple d'ombrières de parking**

Malgré ces contraintes, les ombrières connaissent un grand succès dans les appels d'offres de la CRE, avec un tarif de vente du kWh légèrement supérieur à celui des modules en toiture.

## II.6. Raccordement au réseau

Les différents schémas de raccordement au réseau en fonction du mode d'utilisation de l'énergie produite sont les suivants :

- Vente totale : création d'un nouveau PDL (point de livraison) pour raccordement en injection raccordé en amont du PDL (compteur) en consommation déjà existant avec installation d'un double comptage (énergie entrante et sortante),
- Vente de surplus : l'installation de production est raccordée sur l'installation intérieure, en aval du compteur existant (nouveau départ protégé dans le TGBT), et installation d'un nouveau compteur par le gestionnaire du réseau pour mesurer l'énergie en surplus injectée sur le réseau,
- Autoconsommation totale : l'installation de production est raccordée sur l'installation intérieure, en aval du compteur existant (nouveau départ protégé dans le TGBT), pas de travaux du gestionnaire de réseau.

Les solutions et coûts de raccordement au réseau dépendent de la puissance de raccordement en injection et de la zone où se situe le raccordement. Suivant la puissance de raccordement, la solution de branchement peut nécessiter des renforcements du réseau BT, HTA voire HTB en amont du point de livraison.

Les principales règles de raccordement au RPD peuvent être résumées ainsi :

Puissance	Type de raccordement	Travaux de raccordement	
<= 6 kVA	Monophasé, basse tension (BT)	Création des ouvrages de branchement en BT	Si besoin modifications ou création du réseau en HTA (Si distance au poste DP >250m)
<= 18 kVA	Triphasé, basse tension (BT)	Et si besoin modification ou création des ouvrages d'extension du réseau BT	Si besoin modifications ou création du réseau en HTA
<= 36 kVA			
> 36 et <=120 KVA			
> 120 kVA et <=250 KVA			



> 250 kVA et < 12 MW	Triphasé, Haute tension (HTA)	Création et extension des ouvrages HTA et éventuellement HTB
12 MW à 17 MW	Triphasé, HTB (ou HTA)	
> 17 MW	Triphasé, HTB	

Dans le cas d'un raccordement en HTA ou HTB le producteur devra construire un PDL (Poste De Livraison) équipé d'un transformateur élévateur de tension.

Seule une demande complète de raccordement au réseau réalisée auprès du gestionnaire de réseau public pourra définir la solution technique et financière du raccordement du producteur.

## II.7. Choix et implantation des onduleurs

La puissance des onduleurs correspond à la puissance d'injection sur le réseau. C'est elle qui détermine le coût du raccordement au réseau, puisqu'elle correspond à la puissance maximale en injection de la centrale. Lorsque la puissance de l'installation est supérieure à 6 kVA, nous préconisons l'utilisation d'onduleurs triphasés afin de faciliter la mise en œuvre côté courant alternatif (AC) et l'équilibrage des phases, le raccordement au réseau se faisant en triphasé.

De manière générale, les onduleurs devront être placés dans un endroit facilement accessible, correctement ventilé, dans un environnement peu agressif (poussières, humidité, etc.), à l'abri du rayonnement direct et des précipitations directes, éloignés de tout élément facilement inflammable.

En fonction de la puissance des onduleurs, une ventilation forcée avec extracteur peut être nécessaire dans le local. Pour assurer un fonctionnement optimal, la température doit être inférieure à 40°C, nous conseillons même de ne pas dépasser 30°C afin de ne pas dégrader le rendement de l'onduleur. En dessous de 30°C, nous conseillons une bonne ventilation naturelle du local. Dans le cas où les onduleurs seront installés dans un local à l'intérieur du bâtiment, la puissance thermique à dissiper est d'environ 2 à 5% de la puissance de l'onduleur (pour un rendement d'onduleur de 98 à 95%).

Le choix du nombre d'onduleurs et de leur puissance unitaire relève d'une optimisation technico-économique, en installant soit plusieurs petits onduleurs dit « onduleurs strings » (jusqu'à 60 kVA par onduleur), soit de gros onduleurs dits « onduleurs centraux » (jusqu'à 2 200 kVA par onduleur).

Les onduleurs centraux permettent généralement des économies d'échelle sur les centrales de grande taille mais nécessitent des compétences spéciales pour la maintenance des installations.

Les onduleurs string offrent un plus grand nombre de MPPT (recherche du point de fonctionnement à puissance maximale) pour l'installation, permettant notamment une optimisation des pertes par ombrage et le raccordement de branches de longueur différentes, et ne nécessitent que des compétences courantes d'électricien pour la maintenance.

Archelios®PRO nous permet également d'optimiser la puissance de l'onduleur et les pertes de production par écrêtage en autorisant éventuellement un léger sous-dimensionnement de l'onduleur afin d'en diminuer le coût.

## II.8. Hypothèses de simulation

Les simulations de production sont réalisées à l'aide du logiciel Archelios® PRO de la version la plus récente.<sup>1</sup>

Les hypothèses de simulations sont les suivantes :

L'**albédo** est pris par défaut à 0,2, ce qui correspond à une réflexion classique du sol en alternance goudron et prairie. Pour les projets situés au-delà de 900m d'altitude, l'hypothèse d'un albédo de 0,5 pour les mois de décembre, janvier, février, permet de prendre en compte le réfléchissement de la neige (neige ancienne).

Les pertes par **encrassement** correspondent aux pertes dues aux salissures se déposant sur les modules. Cette valeur dépendra de l'inclinaison des modules, de la localisation, de l'environnement et de la fréquence envisagée de nettoyage des modules.

**Les pertes dues à la neige** correspondent aux pertes occasionnées par la neige recouvrant les modules. Il dépendra de la localisation, de l'altitude, et de la capacité de décharge de neige de la toiture.

Le **Mismatch** correspond aux pertes dues à la dispersion des caractéristiques électriques des modules photovoltaïques réellement mis en œuvre. En effet, les caractéristiques électriques des modules en courant et tension ne sont jamais exactement identiques et leur dispersion engendre des pertes. Les modules ayant le plus faible courant imposent leur courant à toute une chaîne.

Les **pertes dans les câbles** correspondent aux chutes de tension côté AC et côté DC. Elles sont limitées à 1% de chaque côté.

La **ventilation arrière des modules** dépend de l'épaisseur de la lame d'air entre la toiture et la face arrière des modules, et de la longueur de rampant du champ photovoltaïque. Plus la lame d'air est fine, moins les modules sont ventilés. Plus le rampant du champ est long, moins les modules en haut de champ sont ventilés. Une valeur de 0 correspond à des modules collés sans lame d'air, une valeur de 100 correspond à des modules complètement ventilés (centrale au sol fixes ou suiveurs).

La **perte LID** (Light Induced Degradation) correspond à une perte ayant lieu lors des premières heures d'exposition des modules au soleil. Elle est de 1 à 3%.

Le **vieillessement des modules** correspond à une perte de puissance des modules pendant leur durée de vie. Un taux de vieillissement annuel de 0,5% équivaut à considérer que les modules seront à 90% de leur puissance initiale au bout de 20 ans.

Le **facteur de puissance** ( $\cos \phi$ ) est le rapport entre énergie active et l'énergie apparente. Nous retenons une valeur de 1 en BT. En raccordement HTA (>250 kVA) la valeur de  $\tan \phi$  est imposée par le gestionnaire du réseau (consigne dynamique), dans une fourchette généralement comprise entre 0 et 0,6 soit un facteur de puissance compris entre 1 et 0,85.

La **disponibilité du système** intègre les pertes dues aux pannes ou arrêts pour maintenance de l'installation, les indisponibilités du réseau public, les demandes par le gestionnaire du réseau de déconnexion ou de limitation de puissance d'injection en HTA.

La prise en compte de ces pertes dans le calcul donne **un résultat de productible P50** (pour probabilité 50%), qui signifie qu'il y a autant de chance de dépasser ce résultat que d'être en dessous. Le calcul du P90 intègre les incertitudes sur les hypothèses de calcul (décrites ci-dessus) afin de délivrer **un résultat de productible P90** (pour probabilité 90%) qui aura 90% de chance d'être atteint. Le P50 est la valeur qui sera utilisée dans les estimations technico-économique. Le P90 permettra d'estimer un risque maximum lors de l'analyse financière et notamment en ce qui concerne le remboursement des emprunts.

---

<sup>1</sup> Le logiciel Archelios® PRO, développé par Cythelia, a été classé 3<sup>e</sup> logiciel mondial en termes de précision des résultats, par une analyse comparative de la revue Photon International.

### III. Cadre et hypothèses économiques générales

#### III.1. Décomposition des coûts

##### III.1.1. Coûts d'investissement PV (CAPEX)

Les coûts d'une installation photovoltaïque comportent les postes suivants :

- Fourniture et pose du générateur photovoltaïque, comprenant :
  - La mise en sécurité du chantier,
  - La dépose de la couverture existante,
  - La fourniture et la pose des modules photovoltaïques,
  - La fourniture et la pose du système d'intégration/fixation, y compris abergements et finitions. Celui-ci peut inclure un isolant en fonction de la solution technique retenue,
  - La fourniture et la pose des onduleurs,
  - L'ensemble du matériel électrique nécessaire à l'installation, à savoir :
    - Câbles et chemins de câbles,
    - Coffrets électriques et organes de protection DC et AC,
    - Système d'acquisition de données et sondes associés à un système de supervision des données (logiciel), permettant un suivi des performances du système et des pannes ou défauts éventuels. Les informations peuvent être traitées à distance via une connexion internet.
  - Le percement et la réalisation de tranchées pour le passage des câbles,
  - Les aménagements pour le local électrique PV contenant le ou les onduleurs et les coffrets de protection,
  - Les aménagements pour le PDL qui recevra les ouvrages de raccordement au réseau,
  - Le transport, stockage et levage du matériel,
  - Les essais et la mise en service.
- Le coût du raccordement au réseau. Ce coût est fixé par le gestionnaire de réseau, et peut être extrêmement variable en fonction de l'implantation géographique du site, de sa position par rapport au réseau existant et du taux de disponibilité des transformateurs existants. L'enveloppe associée à ce poste est uniquement indicative, et ne pourra être assurée qu'après obtention d'une Proposition Technique et Financière (PTF) réalisée par le gestionnaire de réseau,
- Les études et la maîtrise d'œuvre (BE spécialisés, architecte, bureaux de contrôle),
- Les assurances : dommage ouvrage, RC chantier.

##### III.1.2. Revenus et tarif d'achat

Pour chaque installation en vente totale, les revenus générés sur 20 ans sont calculés sur la base du tarif d'achat.

Pour chaque installation en vente de surplus, les revenus générés sur 20 ans à 30 ans sont calculés sur la base du tarif d'achat pour l'énergie en surplus et sur la base de l'achat d'énergie au réseau économisée pendant 25 à 30 ans.

Le tarif d'achat, fixé par arrêté ministériel (actuellement c'est l'arrêté du 9 mai 2017), est une donnée décisive pour fixer la rentabilité d'un projet. Or cette réglementation évolue régulièrement et les tarifs sont révisés trimestriellement en fonction des volumes de raccordement.

Les tableaux ci-dessous résument la réglementation actuellement en vigueur :

Vente en totalité			01/01/20 au 31/03/20	01/04/20 au 30/06/20(1)	01/07/20 au 30/09/20	01/10/20 au 31/12/20(*)
Type de tarif	Type d'installation	Puissance totale (P+Q)	Tarif (c€/kWh)	Tarif (c€/kWh)	Tarif (c€/kWh)	Tarif (c€/kWh)
Ta	En intégration au bâti	≤ 3 kWc	18,54 + 0 = 18,54	18,54 + 0 = 18,54	18,49 + 0 = 18,49	18,11 + 0 = 18,11
		≤ 9 kWc	15,76 + 0 = 15,76	15,76 + 0 = 15,76	15,71 + 0 = 15,71	15,39 + 0 = 15,39
	Sur bâtiment et respectant les critères généraux	≤ 3 kWc	18,54	18,54	18,49	18,11
		≤ 9 kWc	15,76	15,76	15,71	15,39
Tb	Sur bâtiment et respectant les critères généraux d'implantation	≤ 36 kWc	12,07	12,07	11,79	10,77
		≤ 100 kWc	10,51	10,51	10,25	9,36
		> 100 kWc	0	0	0	0
Tarifs moyens Appels d'offres Toitures			fev-20		juin-20	
	AO CRE Toiture (100 - 500)		9,65		9,40	
	AO CRE Toiture (500 - 8 000)		8,62		8,31	
Tarifs moyens Appels d'offres Sol			mars-20			
	AO CRE Au sol (500 - 5 000)		6,57			
	AO CRE Au sol (5 000 - 30 000)		5,63			
	AO CRE Ombr. (500 - 10 000)		8,56			

(1) Arrêté Covid 30/03/20

(\*) Projection : baisse va être limitée à 3,8%(9,89)

**Figure 2 : Vente totale - Tarifs d'achat et prime IAB**

Vente de surplus			01/01/20 au 31/03/20		01/04/20 au 30/06/20(1)		01/07/20 au 30/09/20		01/10/20 au 31/12/20(*)	
Type de prime	Type d'installation	Puissance totale (P+Q)	Prime (€/Wc)	Tarif (c€/kWh)	Prime (€/Wc)	Tarif (c€/kWh)	Prime (€/Wc)	Tarif (c€/kWh)	Prime (€/Wc)	Tarif (c€/kWh)
Pa	Sur bâtiment et respectant les critères généraux	≤ 3 kWc	0,39	10	0,39	10	0,39	10	0,38	10
		≤ 9 kWc	0,29	10	0,29	10	0,29	10	0,29	10
Pb	d'implantation	≤ 36 kWc	0,18	6	0,18	6	0,17	6	0,16	6
		≤ 100 kWc	0,09	6	0,09	6	0,08	6	0,08	6
		> 100 kWc	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Au sol	-	0	0	0	0	0	0	0	0

(\*) Projection

**Figure 3 : Vente en surplus – tarif d'achat et prime d'investissement**

Ainsi, dans ce contexte tarifaire en vigueur, seuls les systèmes en **intégration au bâti (IAB)** ont accès à un **tarif d'achat de base** bonifié d'une **prime d'intégration** pour **vente en totalité** jusqu'à 9 kWc (jusqu'au 31/12/2018).

Les systèmes respectant **les critères généraux d'implantation**, et à fortiori les systèmes en IAB :

- Ont accès à un **tarif d'achat de base** pour **vente en totalité** jusqu'à 100 kWc,
- Ont accès à un **tarif en vente de surplus** jusqu'à 100 kWc. Une prime à l'investissement est également accessible à ces installations **en vente de surplus** jusqu'à 100 kWc.

**Au-delà de 100 kWc** il n'y a plus de tarif proposé. Il faut passer par **appel d'offres (national ou régional)** ou envisager de **l'autoconsommation totale**. Plusieurs appels d'offres nationaux sont proposés par l'état via la CRE, par niveau de puissance, pour la vente ou l'autoconsommations, pour les zones interconnectées ou non.

NB : Il est attendu, en début d'année 2021, la publication du nouvel arrêté permettant :

- L'accès au **tarif d'achat** pour la **vente en totalité** jusqu'à 500 kWc,
- L'accès à un **tarif en vente de surplus** jusqu'à 500 kWc.

Dans le cas de **l'autoconsommation**, la **valorisation du kWh autoconsommé** est calculée en affectant le tarif de la tranche horaire de consommation correspondant à chaque kWh autoconsommé, et en y ajoutant les charges et taxes afférentes qui sont calculées en fonction des kWh consommés :

- La part variable du TURPE sur la composante de soutirage,
- Les taxes et contributions :
  - o La CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité),
  - o Les TCCFE et TDCFE (taxes sur la consommation finale d'électricité),
  - o La TVA lorsque l'analyse est réalisée en TTC.

### III.1.3. Charges d'exploitation et maintenance (OPEX)

Au niveau des charges d'exploitation, nous prenons en compte les coûts liés à :

- **L'entretien et la maintenance** de la centrale, qui comprennent :
  - o Maintenance préventive (par exemple 1 visite annuelle + 1 nettoyage bisannuel des modules),
  - o Maintenance curative (par exemple 2 interventions/an sur l'ensemble des centrales),
  - o Provision annuelle pour le changement des onduleurs la 10<sup>ème</sup> année,
- **L'Assurance Multirisques**, couvrant :
  - o Les dommages liés à des risques naturels donnés,
  - o Les dommages liés au vol et au vandalisme,
  - o Les dommages liés à un incendie,
  - o Les défauts d'étanchéité,
  - o La responsabilité civile de l'installation, à fournir obligatoirement au gestionnaire de réseau (ENEDIS),
- L'utilisation du réseau ou **TURPE** qui est une redevance facturée annuellement par le gestionnaire de réseau (ENEDIS),
- La **gestion de projet** (suivi de production et demande d'intervention en cas de panne).

Nous rappelons que les installations inférieures à 250 kVA ne sont pas soumises à l'IFER.

## **III.2. Variables financières**

Les hypothèses prises pour les simulations financières sont les suivantes :

- Inflation,
- Augmentation annuelle du tarif de vente,
- Part de financement par la dette,
- Taux d'emprunt,
- Durée d'emprunt,
- Part de financement par fonds propres,
- Taux de rémunération des fonds propres,
- Impôts divers,
- Impôts sur les sociétés.

## IV. Contexte du projet

Le Maître d'ouvrage, la Communauté de communes Cœur de Savoie, engagé dans le développement des énergies renouvelables sur son territoire, envisage d'implanter un générateur photovoltaïque en ombrières de parking situé sur A43, 73800 La Chavanne

Le Maître d'ouvrage souhaite que cette installation puisse :

- Produire une part significative d'énergie au regard des consommations du bâtiment,
- Rentabiliser son investissement via la vente de l'énergie photovoltaïque

L'objectif de notre mission est d'étudier la faisabilité technico-économique et les possibilités d'implantations d'un générateur photovoltaïque pour une utilisation de l'énergie produite, en revente totale sur le réseau, au regard notamment des surfaces disponibles, du gisement solaire, des masques proches et lointain, du cadre réglementaire propre au photovoltaïque, des contraintes d'urbanisme, des contraintes de raccordement.

Les documents transmis par le maître d'ouvrage pour cette étude sont les suivants :

- Plans du projet

## V. Synthèse des résultats

Le tableau ci-dessous résume les résultats de cette étude :

Sud-Est.skp	
Type d'installation	Ombrière de parking
Surface modules	2 693 m <sup>2</sup>
Surface disponible	1 800 m <sup>2</sup>
Taux d'occupation	150%
Puissance crête	497,28 kWc
Nombre de modules	1344
Puissance onduleurs	440,00 kVA
Nombre d'onduleurs	4
Productible annuel (année 1)	1 119 kWh/kWc
Production d'énergie annuelle (année 1)	556 450 kWh
Investissement total brut (CAPEX)	557 202 €
<i>dont études, MOE et bureaux de contrôle</i>	9 500 €
<i>dont taxe d'aménagement</i>	0 €
<i>dont raccordement et S3RENR</i>	52 872 €
Période 1 : années 1 à 20 - Vente totale via contrat Obligation d'achat	
<i>Tarif de vente du kWh</i>	9,800 c€/kWh
<i>Prix de valorisation kWh économisé année 1</i>	-
<i>Vente réseau (CA) année 1</i>	54 532 €/an
<i>Economie autoconsommation (CA) année 1</i>	-
<i>Charges d'exploitation (OPEX) année 1</i>	2 588 €/an
Rentabilité de l'investissement :	
Temps de retour brut (TRB)	13 ans
Temps de retour actualisé (TRA)	14 ans
Valeur actuelle nette (VAN) sur 20 ans	234 277 €
Taux de rentabilité interne (TRI) 20 ans	5,3%
Taux d'enrichissement du capital (TEC) 20 ans	42,0%
Coût actualisé de l'énergie (LCOE) 20 ans	6,581 c€/kWh

## VI. Hypothèses de calcul

### Variables générales

Durée de vie de l'installation	20
Type d'implantation	Ombrière de parking
<b>Période 1 : années 1 à 20</b>	
Mode de valorisation de l'énergie	Vente totale
Origine du contrat de vente	Obligation d'achat
Durée du contrat de vente d'énergie	20
Tarif de vente de l'énergie produite	9,80 c€/kWh
Prix de valorisation de l'énergie autoconsommée (année 1)	-

### Variables financières

Inflation	1,2%
Revalorisation annuelle du tarif de vente de l'énergie produite	0,2%
Augmentation annuelle du coût de l'électricité (an 1-5)	2,0%
Augmentation annuelle du coût de l'électricité (an 6-fin de vie)	2,0%
Financement :	
Quote-part de financement par dette	80%
Taux d'emprunt sur 15 ans	1,5%
Durée d'emprunt	15
Quote-part de financement par fonds propres	20%
Taux de rémunération des fonds propres	1,0%
CMPC	1,4%
Taux d'actualisation	1,4%
Impôts sur les sociétés :	
Taux Impôts sur les sociétés (%/Résultat Courant)	25%
Taux réduit Impôts sur les sociétés (%/Résultat Courant)	15%
Plafond CA taux réduit IS (€)	38 120
Imposition forfaitaire entreprises de réseaux IFER (>= 100kW)	3,155 €/kW
Cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises CVAE	0,0%
Quote-part régionale S3RENR (> 100kVA)	10,12 €/kW
Taxe d'aménagement (centrales au sol) :	
Taux départemental	2,4%
Taux communal	5,0%
Assiette de calcul	10,0 €/m² PV

### Charges d'exploitation et maintenance (OPEX)

Taux Entretien/maintenance (E.M) (%/I)	0,2%
Assurance multirisques (AM) (%/I)	0,1%
Frais de gestion : Entretien du site (%/I)	0,0%
TURPE (€ HT/an) surcoût pour injection	988 €
Location toiture (€ HT/m² PV.an)	-
Redevance fixe location (€ HT.an)	-
Redevance variable location (c€/ HT/kWh)	-

### Hypothèses de simulation de productible


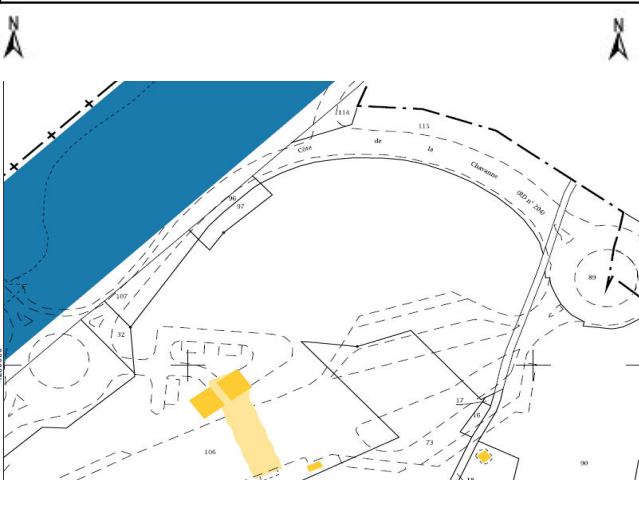
Albédo mensuel	0,2/0,2/0,2/0,2/0,2/0,2/0,2/0,2/0,2/0,2/0,2/0,2
Pertes dans les câbles DC	1,0%
Pertes dans les câbles AC	1,0%
Encrassement des modules	2,0%
Mismatch	2,0%
Facteur de ventilation arrière des modules	100
Tolérance de puissance des modules (Mini / Maxi)	-2,0% / 2,0%
Perte LID (Light Induced Degradation)	0,0%
Taux de vieillissement annuel des modules	0,5%
Tension maximum du système (V DC)	1000
Taux de disponibilité du système	98,0%
Facteur de puissance (cos phi)	1,00



## VII. Rapport de l'installation proposée

Sud-Est.skp	
Présentation administrative	
Adresse du site	<a href="#">A43, 73800 La Chavanne</a>
Commune	LA CHAVANNE (73)
Nom et Tél. du Contact	
Coordonnées GPS - latitude	45,495537 (N)
Coordonnées GPS - longitude	6,058021 (E)
Altitude du site	288 m
N° Parcelle	000 ZA 01
Activité du bâtiment	Parking de covoiturage
Contraintes de zonage environnemental	NA
Zone de sismicité	4 - Moyenne
Zone de neige (NV65 février 2009)	Zone E
Zone de vent (NV65 février 2009)	Zone 1
Contraintes aéroportuaires	NON (> 3km)
Contraintes d'urbanisme / ABF	NON


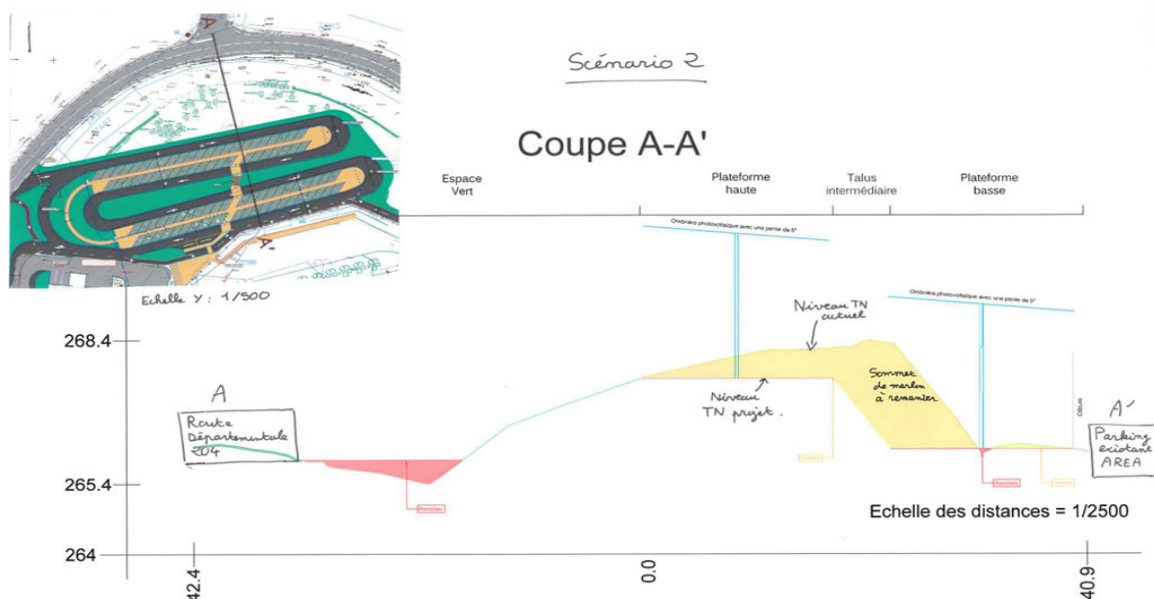


Photo aérienne + Bâtiments

## Caractéristiques toiture

Usage du bâtiment	Public
Niveau bâtiment	RDC
Type de toiture	Simple pente
Type de charpente	Portiques métalliques
Surface brute disponible	1 800 m <sup>2</sup>

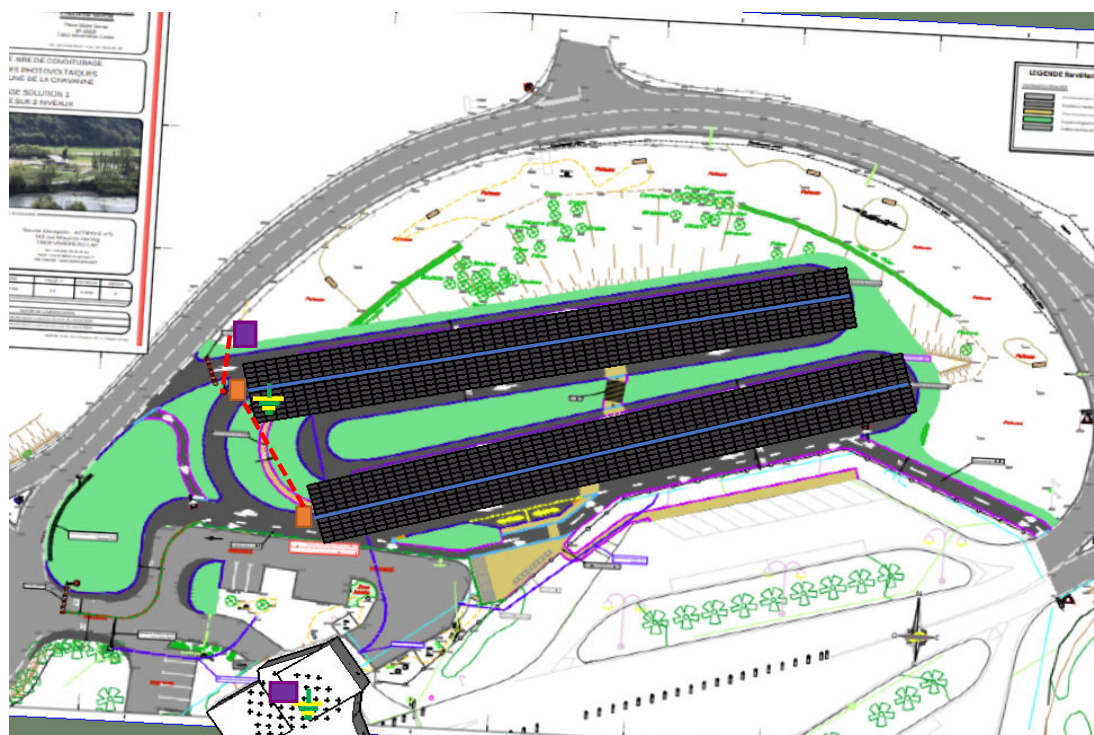




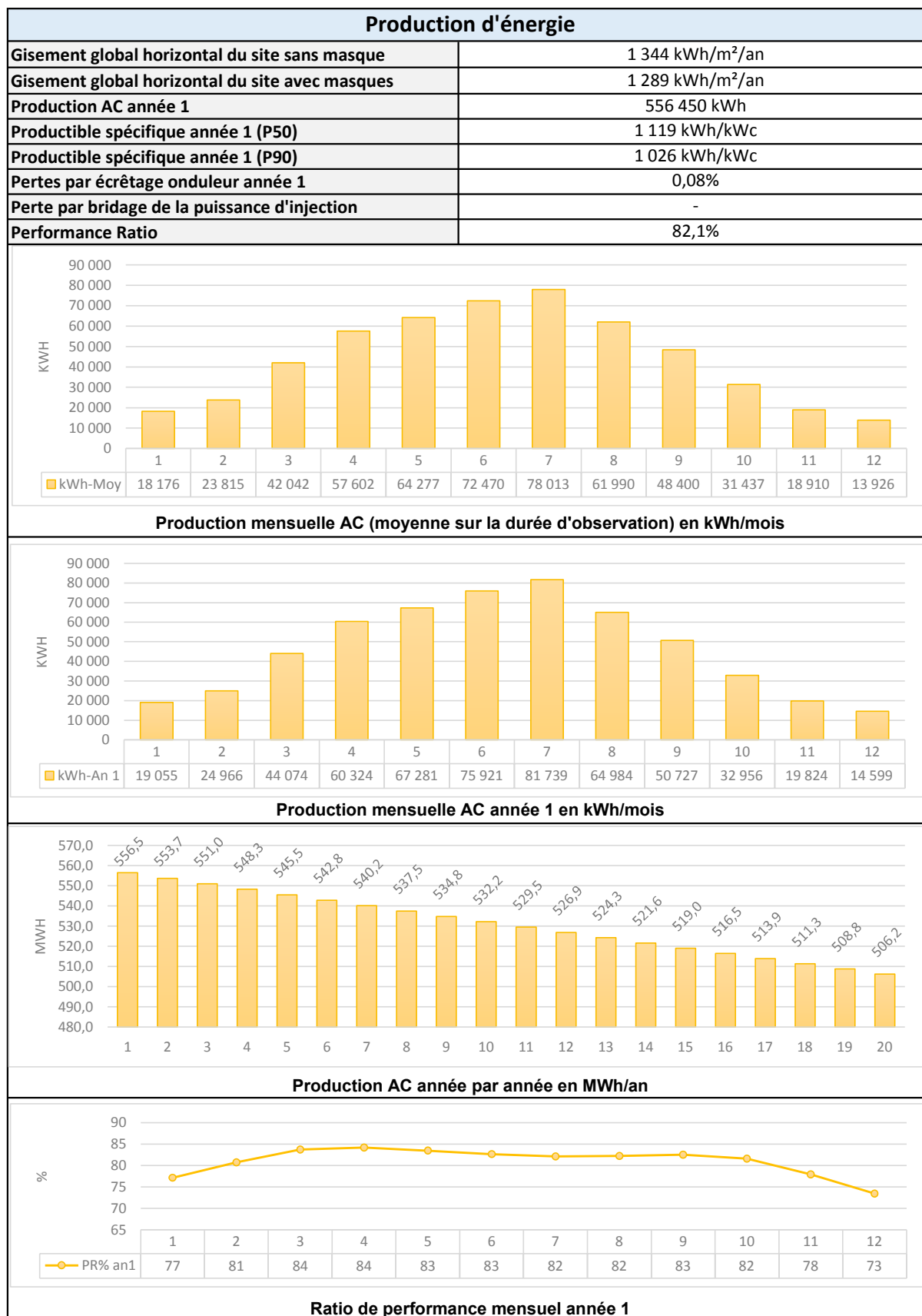


### Caractéristiques installation photovoltaïque

Type d'intégration	Ombrière de parking
Surface du générateur PV	2 693 m <sup>2</sup>
Inclinaison	5°
Orientation	-11°
Puissance crête retenue kWc	<b>497,28 kWc</b>
Puissance unitaire Wc module PV	370 Wc
Nombre de modules PV	1 344
Type Module PV	mono-Si
Dimensions module PV	1,96m*0,992m
Puissance totale max onduleurs kVA	440,0 kVA
Nombre d'onduleurs	4
Types d'onduleurs	4xSMA - STP 110-60
Puissance max de raccordement en injection réseau Enedis	440 kVA
Emplacement Potentiel Coffrets et Onduleurs	Fixés sur la structure des ombrières (sous protection mécanique grillagée)
Cheminement des câbles DC jusqu'aux Coffrets DC	Sous protection mécanique (goulottes ou chemin de câble capôté) jusqu'aux onduleurs/coffrets DC
Cheminement des câbles AC jusqu'au PDL	Sous protection mécanique (goulottes ou chemin de câble capôté) puis sous fourreau enterré jusqu'au point de livraison Enedis du site
Localisation de la barette générale de terre	A créer dans les fondations et à placer au niveau des onduleurs de l'ombrière nord
Travaux de raccordement réseau envisagés	<b>Création nouveau Poste DP</b>



Modélisation 3D du site - Raccordement proposé

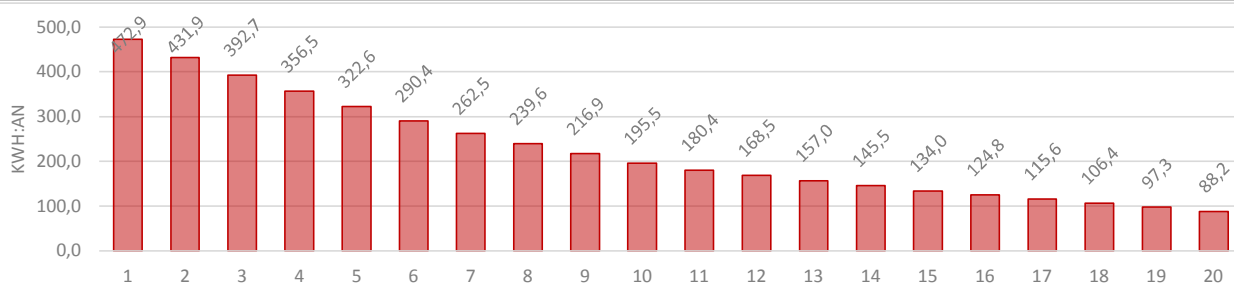




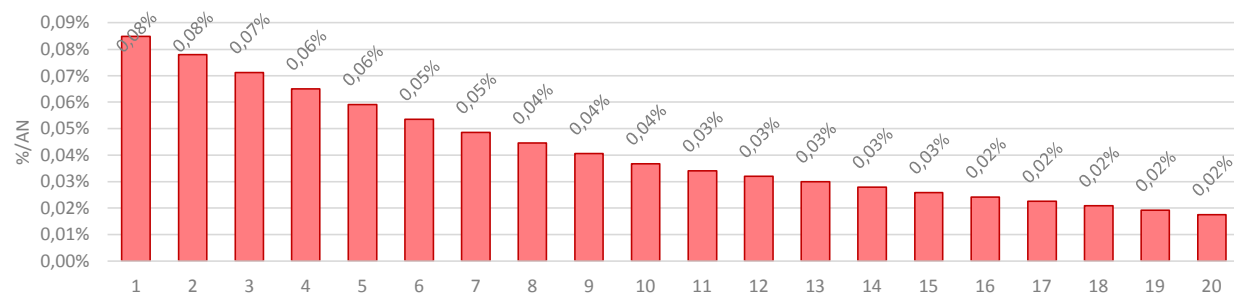
### Pertes moyennes sur la durée de l'installation (20 ans)

<b>Pertes Irradiation</b>	
Masque lointain	3,14%
Masque proche	0,02%
Différences d'ombrages entre modules	0,00%
<b>Modules bifaciaux</b>	
Gain bifacial	0,00%
<b>Pertes Modules</b>	
IAM (réflexion)	3,95%
LID	0,00%
Encrassement module	2,00%
Température	0,45%
Tolérance de puissance des modules	0,00%
Dispersion des caractéristiques	2,00%
Vieillessement module	5,09%
<b>Pertes Système</b>	
Câbles DC	0,44%
Onduleur	3,02%
Ecrêtage	0,04%
Facteur de puissance	0,00%
Câbles AC	0,51%
Indisponibilité de la centrale	2,00%

### Pertes par écrêtage des onduleurs

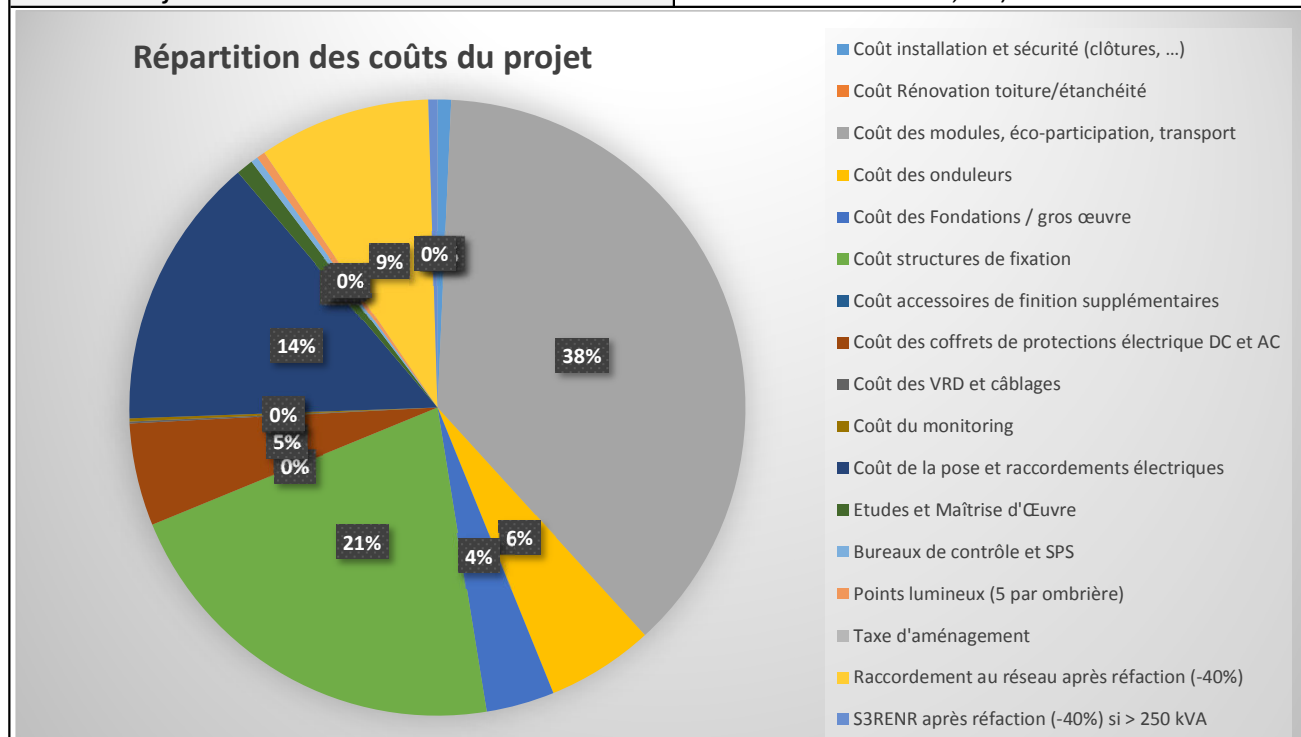


### Pertes par écrêtage (kWh/an)



### Pertes par écrêtage (%/an)

Décomposition des coûts du projet en € HT (CAPEX)	
Coût installation et sécurité (clôtures, ...)	4 000 €
Coût Rénovation toiture/étanchéité	0 €
Coût des modules, éco-participation, transport	209 000 €
Coût des onduleurs	31 330 €
Coût des Fondations / gros œuvre	20 000 €
Coût structures de fixation	119 000 €
Coût accessoires de finition supplémentaires	0 €
Coût des coffrets de protections électrique DC et AC	30 000 €
Coût des VRD et câblages	500 €
Coût du monitoring	1 000 €
Coût de la pose et raccordements électriques	80 000 €
<b>Fourniture et pose de la centrale PV</b>	<b>494 830 €</b>
Etudes et Maîtrise d'Œuvre	5 000 €
Bureaux de contrôle et SPS	2 000 €
Points lumineux (5 par ombrière)	2 500 €
Taxe d'aménagement	0 €
Raccordement au réseau après réfaction (-40%)	50 200 €
S3RENr après réfaction (-40%) si > 250 kVA	2 672 €
<b>Investissement TOTAL</b>	<b>557 202 €</b>
<b>Coût total au Wc</b>	<b>1,12 €/Wc</b>
Aides à l'investissement accessibles	0 €
<b>Investissement restant à financer</b>	<b>557 202 €</b>
<b>Coût restant à financer au Wc</b>	<b>1,12 €/Wc</b>



Paramètres financiers	
Montant de l'emprunt (80%)	445 800 €
Durée de l'emprunt	15 ans
Taux d'emprunt	1,5%
Montant des fonds propres (20%)	111 402 €
Taux de rémunération des fonds propres	1,0%
Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC)	1,4%
Taux d'actualisation	1,4%
Annuité d'emprunt	33 410 €
Intérêt sur 15 ans	55 353 €



Analyse économique sur 20 ans	
<b>REVENUS</b>	
<b>Période 1 : années 1 à 20</b>	
Type de contrat	Vente totale
Origine du contrat	Obligation d'achat
Tarif de vente du kWh année 1	9,80 c€/kWh
Prix de valorisation du kWh économisé année 1	-
Revenus de la vente année 1	54 532 €/an
Economies énergie autoconso année 1	-
Revenus + économies année 1	54 532 €/an
<b>CHARGES</b>	
Charge d'exploitation année 1	2 588 €/an
<i>Dont location toiture et redevance</i>	-
Charges d'exploitation sur 20 ans	58 110 €
<i>Dont location toiture et redevance</i>	-
<b>RESULTATS SUR L'INVESTISSEMENT TOTAL</b>	
Résultat courant avant impôt année 1	16 009 €/an
Résultat courant avant impôts sur 20 ans	366 027 €
Cash flow disponible année 1	47 151 €/an
Temps de retour brut	13 ans
Valeur actuelle nette (VAN) sur 20 ans	234 277 €
Taux de rentabilité interne (TRI) 20 ans	5,3%
Temps de retour actualisé	14 ans
Coût actualisé de l'énergie (LCOE) 20 ans	6,581 c€/kWh

The graph, titled 'Cash Flow 20 ans', plots two lines over a 20-year period. The Y-axis represents cash flow in Euros, ranging from -600,000 to 500,000. The X-axis represents years from 1 to 20. The orange line, labeled 'FCF', represents the undiscounted cash flow, starting at approximately -500,000 in year 1 and rising linearly to about 350,000 in year 20. The blue line, labeled 'FCF\_ACTUALISE', represents the discounted cash flow, starting at the same point but rising more gradually, reaching approximately 230,000 by year 20. Both lines cross the zero axis at approximately year 13.

Conclusions	
<b>Pertinence économique du projet</b>	Favorable
<b>Pertinence technique du projet</b>	Favorable
<b>Contraintes identifiées</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Raccordement réseau (2 scénarios envisageables en 440kVA sur un seul poste chiffré ici, ou 2 points de moins de 250kVA qui seraient moins coûteux).</li> <li>- Implantation des emplacements de parking en coffre à coffre et forme du parking orientée Sud-Est, avec merlon central à convenir en plateforme.</li> <li>- Attente de l'arrêté relatif au tarif d'achat des projets de moins de 500kWc.</li> </ul>	
<b>Risques identifiés</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Le tarif d'achat de l'électricité pour les centrales de moins de 500kWc est actuellement en projet. Les hypothèses sont à confirmer début 2021, à sa publication.</li> <li>- Coûts des solution de raccordement : <ul style="list-style-type: none"> <li>+ soit deux raccordements BT (&lt; 250kVA, TURPE=2x620€HT/an=1240€HT/an) : <ul style="list-style-type: none"> <li>. sur le poste DP privé "AREA" (puissance ?) situé dans le bâtiment existant,</li> <li>. sur un nouveau poste DP à créer à proximité de l'entrée du site (ligne HTA enterrée le long de la RD),</li> </ul> </li> <li>+ soit un raccordement HTA (TURPE=945€HT/an) : raccordement moins cher mais nécessite la création d'un PDL HTA privé (~47k€) et sa maintenance.</li> </ul> </li> </ul>	
<b>Remarques</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Orientation favorable</li> <li>- Etude réalisée avec des modules monofaciaux, à optimiser avec des modules bifaciaux si le revêtement de sol est clair (choix des couleurs de dalles alvéolées et des gravillons)</li> </ul>	
<b>Etapes suivantes</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Avant-projet,</li> <li>- Demande d'Etude environnementale au cas par cas (projet de parking inclus),</li> <li>- Demande de raccordement avant complétude du dossier,</li> <li>- Permis de construire,</li> </ul>	
Données indicatives RSE - Production totale	
<b>Production moyenne MWh/an sur 20 ans</b>	<b>531,0 MWh/an</b>
Facteur d'émission CO2 d'un module photovoltaïque VOLTEC (*)	720 kg Eq. CO2/kWc
Coût de production du kWh PV (g Eq. CO2/kWh)	34 g Eq. CO2/kWh
Coût de production du kWh Mix français (g Eq. CO2/kWh) (**)	64 g Eq. CO2/kWh
Economie de production d'un kWh PV (g Eq. CO2/kWh)	30 g Eq. CO2/kWh
<b>CO2 moyen annuel évité par l'installation (tonnes/an)</b>	<b>16,1 to CO2/an</b>
<b>CO2 évité par l'installation sur 20 ans (tonnes)</b>	<b>321,7 to CO2</b>
Consommation électrique moyenne d'un foyer hors chauffage	2 700 kWh/an
<b>Production équivalente en consommation de foyers hors chauffage</b>	<b>197 foyers/an</b>
Coût en déchets radioactifs du kWh réseau (g /kWh) (***)	12,7 g/MWh
<b>Déchets radioactifs évités par l'autoconsommation (kg/an)</b>	<b>7 kg/an</b>
<b>Déchets radioactifs évités par l'autoconsommation sur 20 ans (tonnes)</b>	<b>135 kg</b>

(\*) Pour un module équivalent fabriqué entièrement en Asie la valeur peut atteindre 1600 kg Eq. CO2/kWc

(\*\*) D'après l'Arrêté du 10 avril 2020 relatif aux obligations d'actions de réduction des consommations d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire

D'après RTE la production d'énergies renouvelables en France se substitue principalement à de l'énergie à combustion fossile en Europe. Une comparaison au mix européen (~360 g Eq. CO2/kWh) donne des économies de CO2 nettement supérieures

[https://www.rte-france.com/sites/default/files/bilan-electrique-2019\\_1.pdf](https://www.rte-france.com/sites/default/files/bilan-electrique-2019_1.pdf) (p57)

(\*\*\*) D'après EDF 2018 : vie courte : 11,71 mg/kWh, vie longue : 0,99 mg/kWh

<https://www.edf.fr/groupe-edf/information-sur-l-origine-de-l-electricite-fournie-par-edf>